

# **EFEECTO DE LA RELACIÓN R/X EN EL CONTROL PRIMARIO DE MICRO-REDES TRIFÁSICAS OPERADAS EN MODO ISLA**

Juan Carlos Ortiz Uribe  
Santiago Gálvez Moncada

Trabajo de grado presentado como requisito  
parcial para optar al título de  
Ingeniero Electricista

Director  
Alejandro Garcés Ruíz

Pereira, Noviembre de 2018  
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
Programa de ingeniería eléctrica



## Nota de Aceptación

---

---

---

---

---

Alejandro Garcés Ruíz. Director

---

Jurado

EFFECTO DE LA RELACIÓN R/X EN EL CONTROL PRIMARIO DE MICRO-REDES  
TRIFÁSICAS OPERADAS EN MODO ISLA

©Juan Carlos Ortiz Uribe, Santiago Gálvez Moncada

Pereira, 2018

Programa de Ingeniería Eléctrica

Universidad Tecnológica de Pereira

La Julita. Pereira(Colombia)

TEL: (+57)(6)3137122

*www.utp.edu.co*

Versión web disponible en: *<http://recursosbiblioteca.utp.edu.co/tesisd/index.html>*



# Agradecimientos

A nuestros padres por acompañarnos en este proceso de crecimiento profesional, por los valores inculcados y el gran apoyo brindado a lo largo de nuestra vida universitaria.

Al ingeniero **Alejandro Garcés Ruíz** por todo el conocimiento transmitido, la confianza, la paciencia y la colaboración brindada en este proyecto.

Al programa de Ingeniería Eléctrica, a los profesores y a la Universidad tecnológica de Pereira por abrirnos sus puertas y regalarnos siempre lo mejor de sí.



# Resumen

A medida que va pasando el tiempo la población mundial va aumentando y con ella el consumo energético global, generado por un aumento exponencial de elementos eléctricos y electrónicos. Por lo anterior, se debe tener en cuenta que la electricidad tendería a ser producida mayormente, por elementos generadores de energía renovable como paneles solares, turbinas eólicas u otros elementos, debido a que la humanidad se dispondría a acelerar el cambio hacia una economía baja en carbono, siendo consciente del aumento del consumo de fuentes fósiles o fuentes vitales como el agua, teniendo en cuenta los efectos perjudiciales para el medio ambiente. Con estos elementos de generación se involucraron a los usuarios finales, donde estos agentes consumidores, tendrían la capacidad de producir su propia energía eléctrica gracias a elementos desarrollados como captadores, almacenadores y distribuidores de energía. Estos dispositivos generadores son conectados a las redes principales de energía garantizando un funcionamiento óptimo y sincronizado en el momento en que se encuentren operando en condiciones normales, o por otro lado cuando se presente alguna contingencia o perturbación, se tenga un sistema con capacidad de funcionar en modo aislado.

En este trabajo de grado se propone el análisis de la relación  $r/x$ , a través de un sistema de prueba de dos cargas conectadas en paralelo a un sistema eléctrico de potencia en el instante en que este sistema entra a funcionar en modo isla, utilizando un esquema de control primario o control tipo *Droop*, y usando un modelo matemático promediado que simule el comportamiento de un convertidor controlado por un sistema que incluye las inercias virtuales. Además, se estudiará el comportamiento del sistema de prueba ante diferentes relaciones  $r/x$  cuando se aplican variaciones a las ganancias ( $Kp$  y  $Kq$ ) incluidas en el controlador. Dichas variaciones, se aplicarán en un tiempo prueba de 30 segundos, donde los resultados obtenidos serán plasmados en una gráfica de dispersión para analizar y observar la conducta del sistema de generación distribuida para cada uno de los cinco casos tomados. Todo el sistema descrito para las pruebas se construye en el entorno de programación *Matlab* a través de su herramienta de diagrama de bloques *Simulink* y los datos tomados en cada una de las pruebas fueron graficados en *Microsoft Excel*.





# Tabla de contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Definición del problema . . . . .	2
1.2. Justificación . . . . .	3
1.3. Objetivos . . . . .	4
1.3.1. General . . . . .	4
1.3.2. Especifico . . . . .	4
1.4. Estado del arte . . . . .	4
1.5. Principales resultados . . . . .	5
1.6. Estructura del documento . . . . .	5
<b>2. Control primario en micro-redes</b>	<b>7</b>
2.1. Control de Micro-redes . . . . .	7
2.1.1. Definición de Micro-red . . . . .	7
2.1.2. Generación distribuida . . . . .	9
2.1.3. Funcionamiento en modo isla . . . . .	11
2.1.4. Estructura jerárquica de sistemas de control . . . . .	11
2.2. Modelo de los convertidores . . . . .	14
2.2.1. Transformada de Clarke . . . . .	15
2.2.2. Teoría P-Q . . . . .	15
2.3. Control primario . . . . .	16
2.3.1. Máquina síncrona virtual . . . . .	16
2.3.2. Control de frecuencia y tensión . . . . .	20
<b>3. Resultados</b>	<b>25</b>
3.1. Descripción del sistema de prueba . . . . .	25
3.2. Modelo promediado del convertidor . . . . .	28
3.3. Análisis de datos . . . . .	29
3.3.1. Caso 1 . . . . .	30
3.3.2. Caso 2 . . . . .	35
3.3.3. Caso 3 . . . . .	41
3.3.4. Caso 4 . . . . .	45
3.3.5. Caso 5 . . . . .	51
<b>4. Conclusiones</b>	<b>57</b>

Anexos	58
A. Algoritmos implementados en <i>Matlab</i>	61
B. Tablas de datos	63
Bibliografía	67

# Capítulo 1

## Introducción

A medida que el tiempo va pasando y el planeta presenta un acelerado crecimiento de población, se crean cuestionamientos como; ¿Estarán preparados los gobiernos a nivel global para brindar un abastecimiento energético estable y de calidad?. Para dar respuesta a esta pregunta, teniendo en cuenta que a través de los años las fuentes de energía convencionales poco a poco se van a ir reduciendo, en la actualidad, se ha producido un rápido crecimiento en el desarrollo de elementos generadores de energía eléctrica alternativa, como lo son por ejemplo, paneles solares y turbinas eólicas (los cuales son los más conocidos y usados). El aumento del uso de estos elementos de generación alternativa, introducidos e instalados en las redes eléctricas de distribución por usuarios que hacen uso de la energía, han producido una nueva clasificación de red eléctrica de media y baja tensión, llamada micro-red, la cual es un sistema eléctrico bidireccional que permite la distribución de electricidad desde los proveedores hasta los consumidores, utilizando tecnología digital y favoreciendo la integración de las fuentes de generación de origen renovable, con el objetivo de ahorrar energía, reducir costos e incrementar la fiabilidad [12].

Las micro-redes son importantes a la hora de integrar los conceptos de generación distribuida y almacenamiento de energía. También se hacen importantes en la implementación de energías renovables en el momento en el que el usuario final tiene la capacidad de generar, almacenar, controlar y gestionar una parte de la energía que consume, esto quiere decir que el usuario no sea una carga más del sistema, sino también parte importante de la red de generación [15]. Una ventaja que se puede presentar en la implementación de una micro-red, es el funcionamiento en paralelo con un sistema de potencia, teniendo en cuenta una perfecta sincronización de la tensión y la frecuencia con la red, pero si en algún instante estos dos aspectos llegasen a no cumplirse, el sistema automáticamente entraría a funcionar en modo isla o aislado, el cual consta de un funcionamiento independiente e importante ya que aporta beneficios adicionales con respecto a la seguridad de la operación dada la vulnerabilidad del sistema de energía a los ataques externos. Con el funcionamiento en modo isla se presentan diferentes desafíos cuando se pretende controlar y mantener una micro-red. Algunos de estos desafíos incluyen, que las redes continúen siendo fiables, eficientes y puedan mantener su despacho energético continuo y de manera ininterrumpida.

Este trabajo de investigación se enfoca en la implementación de un control primario en una

micro-red, en el instante en el que el sistema entra en modo isla, observando el comportamiento del mismo para diferentes relaciones de resistencia e inductancia que se puedan encontrar en una línea de transmisión, la cual se encarga de alimentar los elementos de generación distribuida.

## 1.1. Definición del problema

Dentro la cadena productiva del sector eléctrico, las redes de distribución de energía se basan principalmente en llevar la energía eléctrica desde una subestación, hasta los usuarios finales, pero para que esto ocurra de una forma correcta se necesita de la estabilidad, la cual es la encargada de mantener un estado de operación balanceado bajo condiciones normales y llevar el sistema a un estado de equilibrio luego de que se presente una perturbación. El enfoque que tendrá esta investigación será el de realizar un control a la red de distribución a partir del concepto de micro-redes y generación distribuida.

Sabiendo que las micro-redes son un sistema eléctrico bidireccional, que permite el reparto de electricidad desde los elementos de generación hasta los usuarios finales, haciendo uso de tecnologías digitales y utilizando elementos de generación renovables, se hace necesario conocer el funcionamiento de cada uno de los elementos que componen la micro-red con la cual se procederá a realizar un control primario, el cual tiene como función principal ajustar los valores de frecuencia y tensión de la red de distribución, los cuales posiblemente cambiarán en la conexión o desconexión de la micro-red.

Con lo anteriormente dicho, se quiere llegar a estudiar y a poner en práctica un control primario adecuado que permita a un conjunto de micro-redes (conectadas a lo largo de una red de distribución) proveer a los usuarios finales un servicio ininterrumpido de energía eléctrica. Para lograr dicho fin, se pondrán en práctica los conceptos que se adquirirán a lo largo de la investigación acerca de los modos de funcionamiento de las micro-redes, ya sean en el modo de funcionamiento en sincronización con la red de baja tensión, o bien sea, en el modo de isla eléctrica. Este último modo de conexión mencionado, se hace el más fundamental en el estudio del control primario, debido a que el funcionamiento en modo isla será el que permita lograr el objetivo de proveer el servicio ininterrumpido de la energía cuando se presente alguna contingencia que obligue a una desconexión de la micro-red a la red de distribución.

El problema principal del control primario, más específicamente en el control tipo *Droop* es que este tipo de control está diseñado considerando que en la relación  $r/x$ ,  $r$  es mucho menor que  $x$  por lo cual el comportamiento de diferentes cargas en una red de distribución (que ahora se cambia de una red pasiva a una red activa) es variable debido al comportamiento dinámico de los generadores disponibles para las micro-redes. Por lo anterior, se busca que la relación  $r/x$  no sufra demasiadas alteraciones con el objetivo de mantener lo más constante posible la potencia de la red, lo que conlleva a que la frecuencia y la tensión no presente fuertes caídas en el sistema y logren mantenerse dentro de rangos aceptables de funcionamiento. Para corregir el problema de estabilidad, se plantea conectar un convertidor a la micro-red, el cual permita inyectar la corriente necesaria para suplir el déficit de potencia que derive en

un caso de inestabilidad en el sistema.

## 1.2. Justificación

Lo primero que se va a tener en cuenta para la realización de este proyecto, es proceder a hacer una retroalimentación de conceptos y avances a nivel de investigación (encontradas en una serie de documentos) del control primario de estabilidad en el uso de micro-redes conectadas a una red, el cual brinda un amplio conocimiento y familiarización con los elementos y variables que se puede presentar en el momento de llevar a cabo un control primario, como lo es el ajuste de tensión y frecuencia. Para lograr la mencionada familiarización con los elementos, se construirá una red de distribución simple. Luego de tener esta red construida, se procederá a la implementación de los modelos simplificados de los convertidores en los terminales P,Q para realizar el control y acoplar los diferentes resultados que puede brindar la relación  $r/x$ . Con lo anteriormente dicho, se tiene como objetivo obtener el control de una micro-red, que constaría, por ejemplo, de elementos como paneles solares y aerogeneradores, los cuales en este momento en el planeta están tomando un gran protagonismo como dispositivos de generación de energía eléctrica alternativa, por causa del aumento de la contaminación ambiental y la crisis energética que está golpeando algunas regiones en el mundo y que prontamente podrían golpear a Colombia.

Indagando diferentes documentos y artículos se puede llegar a concluir, que hay una gran cantidad de investigaciones sobre el control de las redes distribuidas, pero el problema tiene origen en el momento de la implementación de los estudios realizados principalmente por motivos económicos, infraestructura, legales o falta de experiencia y conocimientos técnicos para operar y controlar un número significativo de microfuentes [16].

Con esta investigación se pretende generar una alternativa a partir de una serie de pruebas y análisis que se realizarán en el momento de aportar en el desarrollo para la implementación micro-redes que quieran funcionar de una forma independiente ya sea conectadas o desconectadas a la red y evitando que cuando ocurra la conexión o desconexión, no se presente una contingencia que pueda ocasionar daños en equipos o interrupciones en el suministro de energía. La alternativa que pueda desarrollar este estudio puede ser en la infraestructura, en el momento del montaje a partir del control primario que se quiere implementar.

La construcción y la implementación de la red en la cual se van a desarrollar las pruebas de funcionamiento y control será en el entorno de programación de *Matlab*, esto es porque es una herramienta ideal que permite llevar a cabo diferentes configuraciones las cuales deberán ser modeladas principalmente en el *Simulink*.

## 1.3. Objetivos

### 1.3.1. General

Analizar el control primario tipo *droop* en micro-redes AC trifásicas balanceadas teniendo en cuenta diferentes relaciones  $r/x$ .

### 1.3.2. Especifico

- Implementar un sistema de prueba usando *Simulink*.
- Implementar un modelo simplificado de los convertidores como terminales P, Q.
- Analizar el comportamiento del control primario considerando diferentes valores de  $r/x$ .

## 1.4. Estado del arte

Para la realización de la investigación se accedieron a documentos los cuales explican en detalle las posibles soluciones que se pueden tener para el problema planteado con anterioridad. En uno de esos documentos, los autores afirman que “ El desarrollo del concepto de micro-redes se presenta como una solución para superar algunos de los impactos negativos del despliegue masivo de la microgeneración” [16].

A partir del concepto de micro-redes se despliegan definiciones que ayudan a la solución del problema de investigación, como por ejemplo, lo que es el concepto de la generación distribuida, de que son las microfuentes, o no menos importante, una definición concreta de que son las redes inteligentes; términos que se pueden describir de manera independiente pero que a fin de cuentas se consideran como un todo en este tipo de redes. Para la solución del problema general de la investigación se considerará el concepto de micro-red planteado en el proyecto *-Microgrids-* del VI Programa Marco de la Unión Europea, que dice: “Las micror-redes comprenden sistemas de distribución en baja tensión junto con fuentes de generación distribuida, así como dispositivos de almacenamiento” [1].

En la actualidad, se plantea que los principales impactos técnicos derivados de la Dirección General de integración a gran escala son en su mayoría relacionados con el efecto de aumento de tensión, los problemas de calidad de energía, problemas de sobrecarga, las cuestiones de protección, y problemas de estabilidad [22], dichos impactos se empiezan a considerar en las redes debido a la creciente filosofía de que la generación distribuida ya no es más una red pasiva lo que conlleva que a futuro es imperativo desarrollar estrategias de control coordinadas. Estas estrategias deben basarse en algoritmos de control y de gestión avanzadas que pueden ser integrados como módulos de software que se instalarán en los centros de control de las redes de distribución [16].

En el contexto a trabajar los algoritmos de control poseen niveles de jerarquía, dichos niveles se plantean de acuerdo a los requerimientos del sistema a evaluar. Las estructuras de control se pueden identificar como control primario, secundario o terciario donde para el cuestionamiento del presente proyecto se hará principal énfasis en el concepto e implementación del control primario. El mencionado primer nivel de la estructura jerárquica de control se realiza para mantener estable la tensión y la frecuencia de una micro-red cuando se encuentra operando en modo isla [6].

El control primario también proporciona los puntos de referencia para los bucles de control de tensión y corriente de la DER (Distributed Energy Resource). Estos bucles de control internos se refieren comúnmente como control de nivel cero. El control de nivel cero se implementa generalmente en cualquiera de los modos de control PQ o de tensión [6].

Las estrategias y conceptos planteados se han probado principalmente por medio de simulaciones de sistemas de micro-redes, aunque en algunas partes del mundo se han podido dar validez a cada uno de estos conceptos por medio de redes reales como por ejemplo, en los Países Bajos donde se utiliza la micro-red ‘Bronsbergen’, que contiene varios paneles fotovoltaicos que están conectados en una zona residencial con la posibilidad de aislamiento y la reconexión a la red eléctrica principal [20], otros casos están presentes en los Estados Unidos, tales como el banco de pruebas de micro-redes CERTS y la micro-red ‘Boston Bar’, y en Japón con el proyecto Hachinohe Kyoto Eco Energy [5].

## 1.5. Principales resultados

Para obtener los resultados, se implementó el entorno de programación *Matlab* junto con su herramienta de diagrama de bloques *Simulink* como instrumento para ejecutar un acondicionamiento y su respectivo control primario en un par de micro-redes acopladas a un sistema de potencia, que funcionan en modo de sincronización con la red de distribución o de forma independiente en modo isla. A partir de este sistema construido, se vinculan diferentes valores de resistencia e impedancia, los cuales en el momento de ingresar diversos datos de ganancias en el control primario (valores que se han denotado como  $K_p$  y  $K_q$ ), presentan un comportamiento significativo en donde los resultados adquiridos se llevan a un listado, que posteriormente, se analizan gracias a una serie de graficas obtenidas en la herramienta de *Microsoft Excel*.

## 1.6. Estructura del documento

Este trabajo de grado está estructurado de la siguiente forma:

- En el capítulo 1 se expone la introducción de la investigación realizada, se definen los problemas por los que se hizo este trabajo, se justifican las ideas propuestas para el presente estudio y también se plantean los objetivos a los que se querían llegar a la hora de realizar la investigación.

- En el capítulo 2 se presentan una serie de conceptos a considerar cuando se quiere realizar el control primario de una micro-red, en donde se hace importante el empleo de los modelos de convertidores.
- En el capítulo 3 se dan a conocer los resultados obtenidos a raíz de las pruebas hechas en *Matlab* a través de su herramienta de diagrama de bloques *Simulink*, con sus respectivos análisis.
- En el capítulo 4 se presentan las conclusiones a las que se llegaron a partir de los resultados obtenidos.



# Capítulo 2

## Control primario en micro-redes

Para el funcionamiento independiente de una micro-red en modo isla, es imperativo mantener constante la frecuencia y la tensión de la red con respecto a los valores empleados en un modo de funcionamiento en sincronización con la red de baja tensión, es decir, intentar conservar estables los valores de tensión y frecuencia nominales dados por el sistema de distribución planteado. Para lograr el objetivo de conservar dichos valores, es adecuado implementar estrategias de control para estos sistemas de distribución con micro-redes asociadas las cuales disponen, por lo general, de múltiples generadores distribuidos.

Las estructuras de control que se utilizan para las micro-redes se basan en un orden jerárquico ya preestablecido en diferentes investigaciones, como por ejemplo, el planteado en [6] donde se describen controles primarios, secundarios y terciarios. En la presente investigación el enfoque está dado para un control de nivel I, es decir, un control primario o un control tipo *Droop*.

Ahora, para realizar de manera eficiente el control de las variables eléctricas en cuestión (tensión y frecuencia) se debe considerar la importancia en las relaciones existentes entre *Frecuencia-Potencia activa (Relación  $\omega/P$ )* y *Tensión-Potencia reactiva (Relación  $V/Q$ )*. Lo anterior se plantea debido a que se hace fundamental mantener en rangos aceptables los valores de  $P$  y  $Q$  con el fin de aplicar el control tipo *Droop* expuesto de una forma correcta. Para ello se modela un convertidor basado en la transformada de Clarke y la teoría P-Q, el cual permita inyectar la corriente necesaria para suplir el déficit de potencia que presenta la micro-red al funcionar en modo isla.

### 2.1. Control de Micro-redes

#### 2.1.1. Definición de Micro-red

En la actualidad, en el sector eléctrico se ha hecho necesario pensar en nuevas formas de generación de energía con el objetivo de reducir costos, optimizar recursos y aun más importante evitar el aumento del deterioro del medio ambiente. Para ello, se han buscado algunas alternativas introduciendo nuevos conceptos y tecnologías que hagan viable realizar cambios en los sistemas ya existentes. Uno de esos conceptos y alternativas se ha encontrado

en las micro-redes las cuales han generado gran controversia en los últimos tiempos debido a la eficiencia que pueden traer a los sistemas eléctricos si a futuro, se llegan a implementar de manera correcta.

A nivel global se han planteado gran cantidad de definiciones para responder a la pregunta, ¿Qué es una Micro-red?. Para la presente investigación se desarrolla y se explica dicho concepto a partir de la definición propuesta en el proyecto *-Microgrids-* del VI Programa Marco de la Unión Europea, que plantea que “Las micro-redes comprenden sistemas de distribución en baja tensión junto con fuentes de generación distribuida, así como dispositivos de almacenamiento. La operación de sus elementos puede proporcionar beneficios globales al sistema si se gestionan y coordinan de manera eficiente” [1].

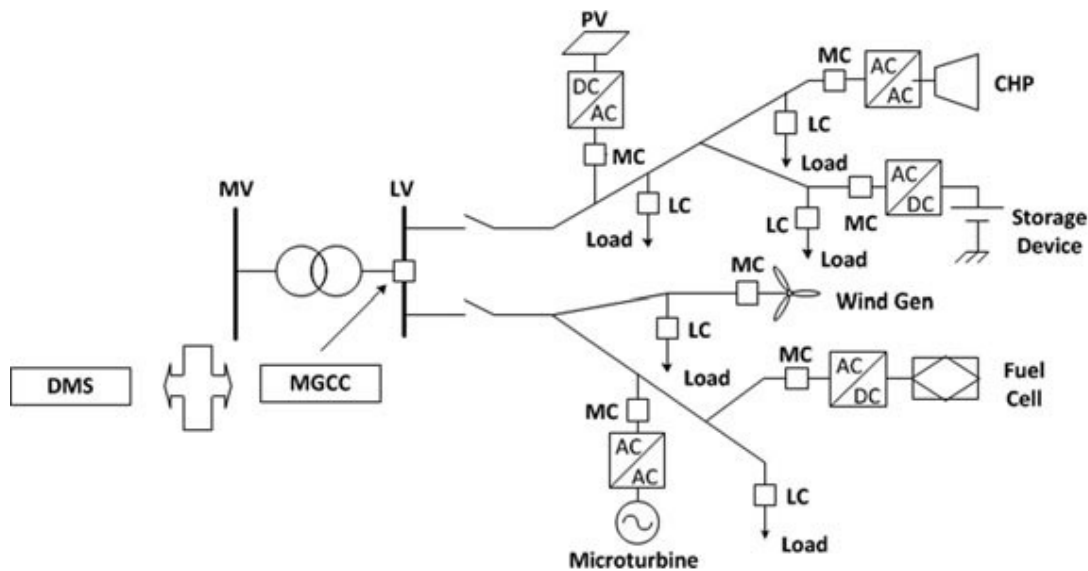


Figura 2.1: Estructura de una Micro-red (Tomada de [21]).

En la figura (2.1) se muestra una estructura de una micro-red en donde se pueden observar algunos elementos generadores de energía como lo son microturbinas, celdas fotovoltaicas, generadores eólicos y pequeñas centrales hidroeléctricas. Allí, también se observa un dispositivo almacenador de energía de tipo capacitivo, dispositivo que al presentarse en conjunto con los elementos generadores, representan una definición gráfica de micro-red similar a la planteada en [1].

Las micro-redes se han planteado principalmente para dos modos de operación; el primer modo se plantea para que funcione en sincronismo con la red de baja tensión (*Normal in-*

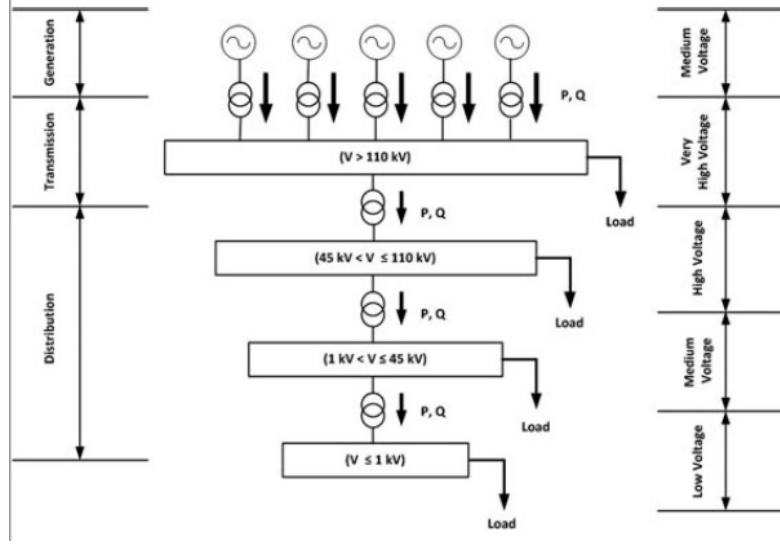
*terconnected mode*) en donde la micro-red estará conectada eléctricamente a la red principal de media tensión, ya sea suministrando por la red, total o parcialmente la energía, o por el contrario, que la micro-red inyecte energía en la red principal de media tensión [16]. El segundo modo de operación se plantea para que la micro-red funcione de forma aislada (*isolated mode*) en donde al presentarse una falla en la red principal de media tensión, la micro-red debe tener la habilidad de operar de manera autónoma [16].

A pesar de que ya existe una idea muy clara de la implementación de las micro-redes, se hace un poco lejano pensar que esta tecnología gobierne sobre los sistemas ya existentes puesto que el concepto de micro-red está en una posición desfavorable para competir con algunas tecnologías ya establecidas, que se beneficiaron de su producción en masa y de los efectos de aprendizaje desde hace algún tiempo [9]. Aun así, tener claro el costo-beneficio que trae el concepto de micro-red se presenta como el primer paso para establecer mecanismos incentivos que ayuden a obtener fuentes de financiamiento para implementar proyectos basados en estas nuevas tecnologías [9].

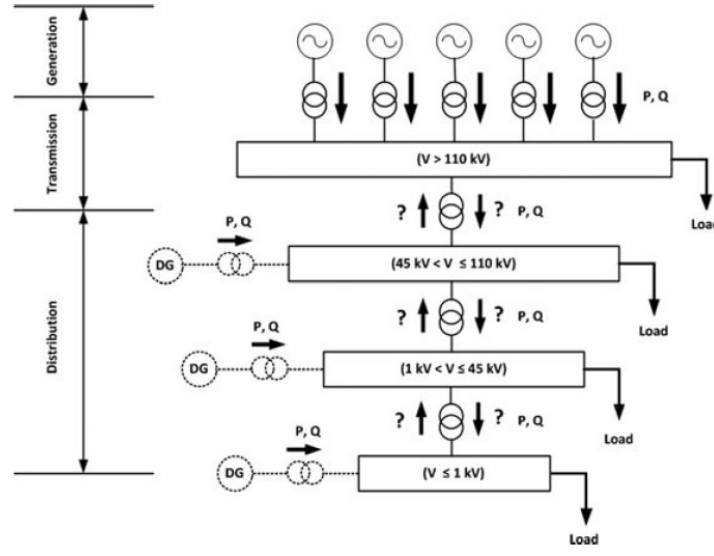
### 2.1.2. Generación distribuida

Ahora bien, definir el concepto de micro-red sin integrar el concepto de generación distribuida se hace imposible para obtener una definición completa de este tema. La generación distribuida se define como la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL)[2].

Cabe considerar que la generación distribuida desempeña un papel fundamental en los sistemas de energía futuros ya que gracias a ella se empieza a dejar de lado la noción que se tiene de que las redes de distribución son meramente pasivas, ya que al integrarse con elementos generadores distribuidos cambian su noción de redes pasivas a redes totalmente activas [16], esto sucede, debido a que el flujo de potencia en los sistemas convencionales es totalmente unidireccional (la red le entrega energía a la carga) y en las nuevas tecnologías donde se incluyen la generación distribuida el flujo de potencia se convierte en un flujo bidireccional (la red le entrega a la carga, con la posibilidad de que la carga inyecte potencia a la red).



(a) Sistema convencional (Flujo unidireccional).



(b) Sistema con generadores distribuidos (Flujo bidireccional).

Figura 2.2: Sistema eléctrico de potencia (Tomado de [16]).

La generación distribuida, al estar conectada cerca de los centros de consumo no necesita de las redes de transmisión [3] y en caso de un evento en que se desconecte, parcial o totalmente del sistema eléctrico de potencia tiene la cualidad de seguir sufriendo la demanda necesaria para alimentar las cargas que tenga conectadas, esto sucede gracias a la aplicación del concepto de redes activas que se explicaba con anterioridad. La generación distribuida puede ser clave para mitigar las consecuencias económicas y sociales que trae consigo un apagón [3].

### 2.1.3. Funcionamiento en modo isla

Es una condición en la cual las micro-redes tienden a funcionar en forma de desconexión controlada, que puede ser producida por:

- Variación de tensión.
- Problemas de calidad de la energía.
- Problemas de sobrecargas.
- Fallas de protecciones.
- Problemas de estabilidad en la red de potencia a la cual está conectada.

La condición esencial para la operación en isla depende altamente de la cantidad de energía que se puede despachar de cada uno de los generadores distribuidos y en el caso del banco de baterías, depende de la cantidad de energía almacenada durante la operación [17]. Con el funcionamiento en modo isla, se deben imponer condiciones de tensión y de frecuencia de una forma estable.

Una de las características del funcionamiento de forma independiente, es que en este estado de operatividad, los controladores independientemente de su nivel de construcción, tienen la habilidad de identificar la falla o la contingencia que se presenta en determinado momento, e inmediatamente, tomar las medidas necesarias para llevar la tensión y la frecuencia a un valor ideal de estabilidad. Ahora bien, la implementación de un control primario en el modo isla se basa en inyectar potencias activas y reactivas que consecuentemente ayuden al ajuste de frecuencia y tensión llevando sus niveles a valores de referencia.

### 2.1.4. Estructura jerárquica de sistemas de control

Las micro-redes al igual que un sistema eléctrico de potencia convencional requiere de un sistema de control estructurado, el cual se encargue de asegurar la correcta operación del sistema eléctrico cuando se le ha incorporado generadores distribuidos y dispositivos de almacenamiento en el lado de baja de tensión. Además, es imperativo tener micro-redes con la mayor flexibilidad posible para que ellas puedan funcionar conectadas a la red o de manera independiente [15]. También es importante considerar que un apropiado control en la micro-red es un pre-requisito para la eficiente y estable operación de la red [28, 26]. Los roles principales de implementar una estructura de control en una micro-red son [15, 7]:

- Regular los voltajes y frecuencias para ambos modos de funcionamiento.
- Distribución adecuada de carga y coordinación del sistema eléctrico de distribución.
- Re-sincronización de la micro-red con la red principal.
- Control del flujo de potencia entre la micro-red y la red principal.
- Optimización de los costos de operación de la micro-red.

Dichos roles se han condensado en tres niveles de jerarquía que se definen como control primario, secundario y terciario. De cada uno de ellos se hablará de forma general ya que el enfoque de la investigación esta definido para un control primario. Por lo cual, en una siguiente sección se profundizará acerca del control primario o de primer nivel.

- **Control primario:** Este control asociado al control tipo *Droop* se aplica en el momento en el que la micro-red funciona en forma aislada, instante en el cual la tensión y la frecuencia de referencia puede presentar inestabilidad debido a un desajuste existente entre la potencia suministrada y la potencia consumida [15]. Su funcionamiento se basa en la correcta operación de los generadores distribuidos existentes en la red donde cada uno de ellos entrega la cantidad de potencia disponible en el momento de la desconexión de la red principal.

El control primario tiene la característica de eliminar las comunicaciones existentes entre los convertidores disponibles en la micro-red lo que genera la posibilidad de realizar de forma independiente el control de frecuencia y de tensión basados en la potencia activa y reactiva suministrada, respectivamente, donde a partir de valores de referencia ya pre-establecidos se conoce la cantidad de potencias necesarias a inyectar [6]. Otra característica importante a resaltar en esta escala del sistema general de control, son los bucles de control interno de corriente (controlado por *current-source inverters* (CSIs)) y voltaje (controlado por *voltage-source inverters* (VSIs)) que ayudan a evitar las corrientes circulantes entre los generadores distribuidos y a mantener la tensión de la red estable [15]. En la figura (2.3) se puede observar un esquema de control primario o control tipo *Droop*. Mas detalles de este control serán presentados en la sección 2.3.

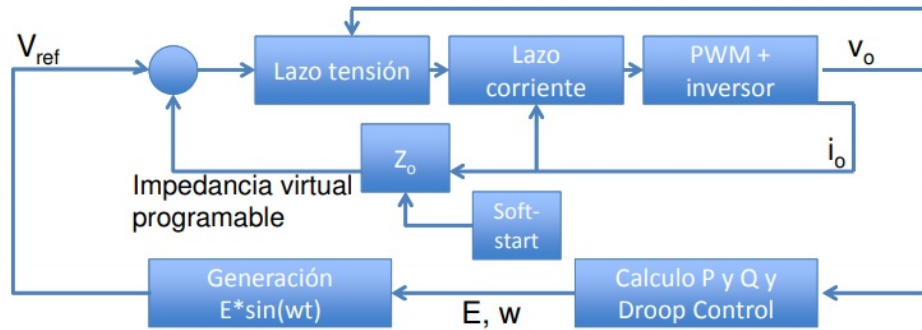


Figura 2.3: Estructura de control primario.

- **Control secundario:** Este tipo de control conocido como un control centralizado es usado principalmente para restaurar los valores de frecuencia y tensión de la micro-red al entrar a funcionar en modo aislado. El control secundario asegura que la desviación de frecuencia y tensión existente en un modo de funcionamiento aislado se regule a un valor muy cercano a cero después de cada variación de carga y generación dentro de la micro-red [35, 4]. Cabe resaltar que este control es diseñado para tener una respuesta dinámica mas lenta que la proporcionada por el control primario lo que justifica el desacople dinámico presentando entre el control primario y el control secundario[25].

En la figura (2.4) se puede observar la estructura de control secundario basado en un sistema de diagramas de bloques.

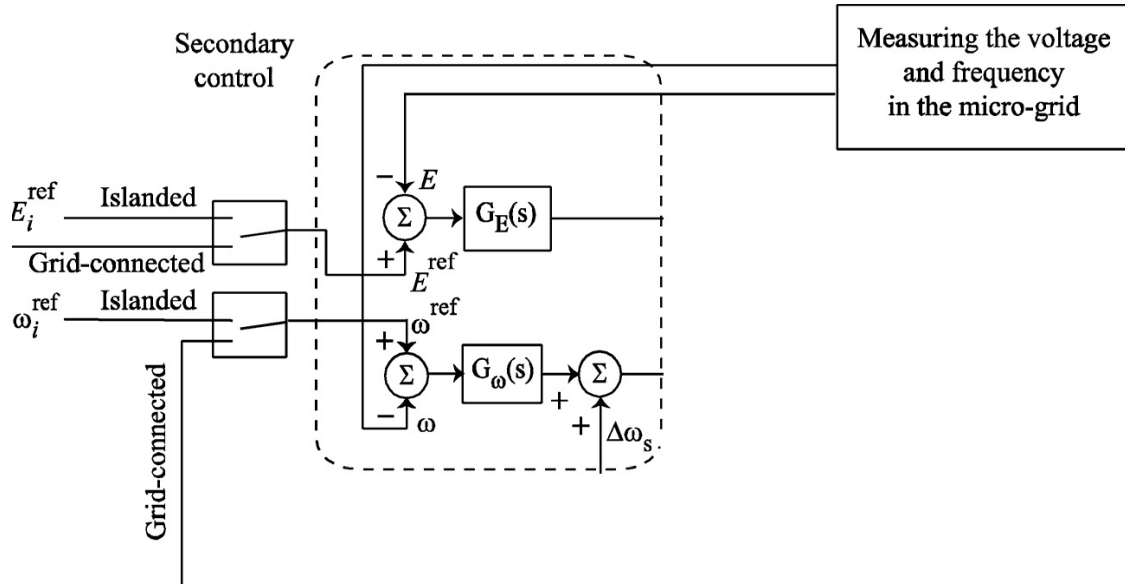


Figura 2.4: Estructura de control secundario.

Ahora bien, el control secundario también presenta una característica importante si se emplea en el modo de funcionamiento en sincronismo con la red de baja tensión, debido a que este sería el encargado de crear la sincronización requerida entre la red de distribución y la micro-red.

- **Control terciario:** En el ultimo escalafón del sistema de control para micro-redes se encuentra el control terciario, el cual se encarga de optimizar el funcionamiento de la micro-red y de manejar el flujo de potencia entre la micro-red y la red principal [15].

Para optimizar el funcionamiento de la micro-red, el control terciario asume la tarea de comprobar que los elementos generadores distribuidos se encuentran funcionando de manera estable, es decir, que la tensión y la frecuencia se encuentran operando en los valores de referencia establecidos cuando la micro-red se encuentra en modo sincronizado con la red de distribución. Este objetivo se obtiene por medio de la medición de las potencias activas y reactivas de salida de la micro-red, las cuales se comparan con las potencias activas y reactivas de referencia que posteriormente hace que se puedan adquirir los ajustes de frecuencia y tensión deseados [6]. A raíz de la medición de las potencias activas y reactivas de salida de la micro-red el control terciario tiene la capacidad de tomar la decisión de inyectar o sustraer energía de la micro-red para lograr el objetivo de obtener las potencias de referencia deseadas. En la figura (2.5) se observa la estructura del control terciario.

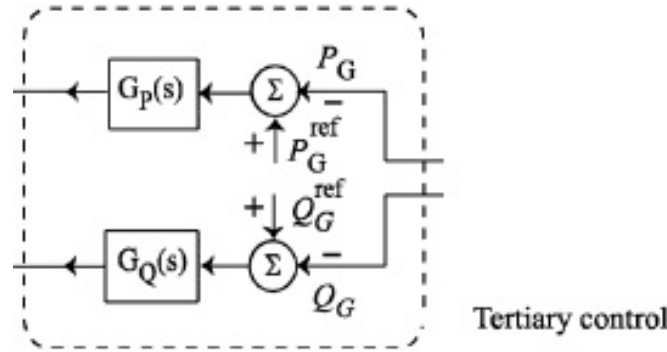


Figura 2.5: Estructura de control terciario.

## 2.2. Modelo de los convertidores

Los sistemas eléctricos de potencia en la actualidad presentan cambios en sus estructuras por el afán de introducir nuevas tecnologías dentro de sus redes que hagan que estas sean mucho mas eficientes y que, adicionalmente, ayuden a mitigar el daño ambiental que se genera al producir energía a través de los medios convecionales ya conocidos. El principal problema se ha basado en desarrollar dispositivos que ayuden a realizar una conexión entre las redes existentes y las nuevas tecnologías que se desean implementar. A partir de la electrónica de potencia se ha encontrado una solución a este problema ya que a partir de dichos dispositivos electrónicos se ha podido establecer un comunicación confiable y flexible entre las redes de baja tensión y nuevas tecnologías (como por ejemplo las micro-redes) debido a que los dispositivos de este tipo ofrecen excelentes cualidades al conectarse a los sistemas eléctricos de potencia. Entre sus cualidades se presentan beneficios como aumentar el grado de estabilidad de la red y mejorar la calidad de la energía permitiendo incrementar los niveles de penetración de las energías renovables [27].



En la presente investigación se ha hecho uso de las cualidades descritas de la electrónica de potencia, por medio de un convertidor desarrollado con el fin de controlar el flujo de potencia entre una red principal y una micro-red. Para el diseño del convertidor se involucran los conceptos de la transformada de Clarke y la teoría P-Q explicadas en las siguientes secciones.

### 2.2.1. Transformada de Clarke

La transformada de Clarke o la transformada  $\alpha - \beta$  es aplicada para cambiar de un sistema vectorial de tres coordenadas no ortogonal en referencia **abc** a un sistema vectorial de dos coordenadas ortogonal de referencia  $\alpha\beta$  [13, 34]. Esta transformación es realizada con el objetivo de simplificar el análisis de sistemas trifásicos, de los cuales se desea obtener valores instantáneos de tensiones y corrientes. En la siguiente ecuación se observa el modelo matemático para realizar la transformada de Clarke.

$$\begin{pmatrix} I_0 \\ I_\alpha \\ I_\beta \end{pmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \\ 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & -\sqrt{3}/2 & \sqrt{3}/2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{pmatrix}$$

En la anterior ecuación se observa una componente adicional acompañando a  $I_\alpha$  y  $I_\beta$  la cual se conoce como la componente secuencia-cero.

En la figura (2.6) se puede notar la relación existente entre las componentes **abc** y  $\alpha\beta$  donde el eje  $\alpha$  coincide con el eje de la fase **a** el cual se encuentra desfasado con respecto al eje **b** y el eje **c**  $120^\circ$ , y a su vez el eje  $\alpha$  esta desfasado  $90^\circ$  con respecto al eje  $\beta$  [13].

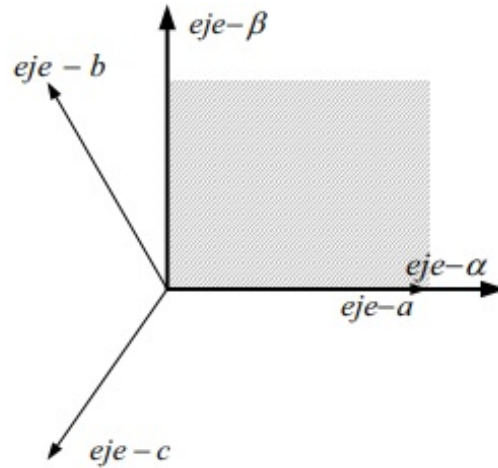


Figura 2.6: Relación entre las componentes abc y  $\alpha\beta$  (Tomada de [13]).

### 2.2.2. Teoría P-Q

Esta teoría emplea principalmente un control que se encarga del funcionamiento de la micro-red cuando esta funciona de una forma no autónoma, operación en la que los elemen-

tos de generación distribuida se encuentran interconectados a la red de potencia principal e instante donde los elementos generadores distribuidos no se comportan como un sistema que aporta regulación, si no como una carga. La idea de esta teoría es controlar y garantizar que la potencia de salida de cada una de las micro-redes lleven a las tensiones y frecuencias a los valores de referencias impuestos por la red principal [8].

El control tipo *Droop* del cual se ha realizado énfasis en esta investigación se basa principalmente en la relación  $P/Q$ , el cual ajusta la frecuencia y la tensión a los generadores (elevando o disminuyendo los parámetros) manteniendo constante la potencia activa suministrada al sistema en el instante en el que se presentan variaciones de frecuencia e igualmente sucede con la potencia reactiva cuando se presentan cambios en los niveles de tensión.

## 2.3. Control primario

La creciente necesidad de mejorar los sistemas de control en lugares donde se agregan unidades generadoras distribuidas ha llevado a investigar y desarrollar nuevas tecnologías que tengan la suficiente capacidad de realizar control en estos elementos generadores. Para dicho fin, se ha estudiado la posibilidad de implementar convertidores basados en electrónica de potencia contiguos a las micro-redes los cuales puedan tener la habilidad de estabilizar la red sin la presencia de máquinas sincrónicas en el instante en el que la micro-red se encuentra funcionando en modo aislado [10]. Aunque los convertidores comúnmente conocidos no tienen la capacidad de funcionar de esta manera, se ha propuesto que para desarrollar dicha tarea, se le aplique un control a los convertidores de tal forma que puedan emular el comportamiento de una máquina síncrona por medio de la agregación de inercias virtuales a los sistemas eléctricos de potencia [10].

A partir de la propuesta desarrollada, surgió el término de la Máquina Síncrona Virtual (VSM), término del cual se han desarrollado diferentes teorías respecto a sus áreas de aplicación, y aunque aun es un poco disperso el concepto de VSM existe una idea clara respecto a la relación y equivalencia entre implementar un control tipo *Droop* y un control basado en VSMs [10]. Por lo tanto, en esta sección, se realizará un enfoque del control primario a partir de la implementación del concepto de VSM en las micro-redes.

### 2.3.1. Máquina síncrona virtual

La idea principal detrás de la máquina síncrona virtual (VSM) es emular las características de respuesta inercial de una máquina síncrona real (SM) en un sistema en donde se incluyen generadores distribuidos, específicamente la VSM debe tener la capacidad de responder a los cambios de frecuencia [29, 33].

Para poder realizar dicha emulación, la VSM debe contener en su algoritmo un modelo matemático similar al planteado para una SM [10] si el objetivo es simular exactamente el comportamiento dinámico de una SM. Lo anterior, puede llevar a obtener un modelo eléctrico de 5<sup>to</sup> orden junto a un modelo mecánico de 2<sup>do</sup> orden, lo que resulta en un modelo completo

de 7<sup>mo</sup> orden [24, 18] que representa fielmente el comportamiento de una SM. Ahora bien, agregar un modelo completo de 7<sup>mo</sup> orden a una VSM es innecesario cuando el objetivo es emular dos características fundamentales de una SM. La primera se basa en emular la respuesta inercial y la segunda se basa en emular el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas, las cuales son características que se encuentran en común en cualquier VSM que se desee implementar [10]. De este modo, en [24, 18] se plantea una ecuación a partir de la cual se puede emular la respuesta inercial en una VSM cuando esta funciona en modo isla.

$$J \frac{d\omega}{dt} = T_0 - T_{el} - D(\omega - \omega_g) \quad (2.1)$$

Donde  $J$  es la inercia del rotor,  $T_0$  es el torque mecánico,  $T_{el}$  es el torque electromagnético,  $D$  es un coeficiente asociado al torque y devanado de amortiguamiento durante condiciones transitorias,  $\omega$  es la velocidad de rotación de la máquina y  $\omega_g$  es la frecuencia angular de la red.

Según los autores [24, 18] se hace más conveniente plantear la ecuación (2.1) en términos de la potencia en vez del torque, por lo cual se multiplica cada término por la frecuencia angular de la red  $\omega_g$  y se expresa el resultado de la ecuación resultante en (2.2) en términos laplacianos.

$$J\omega_g \cdot s \cdot \omega \approx P_0 - P_{el} - K_d(\omega - \omega_g) \quad (2.2)$$

Donde  $P_0$  es la potencia mecánica,  $P_{el}$  es la potencia eléctrica y  $K_d$  es una constante de amortiguamiento asociada a  $D$ .

Ahora, si definimos la constante de inercia  $H$  y expresamos con valores en p.u.:

$$H = \frac{1}{2} J \omega_{g_{pu}} \quad (2.3)$$

Despejando  $2H$  de la ecuación (2.3) se obtiene la constante de tiempo mecánico  $T_a$  la cual se reemplaza en (2.2) y se expresa en p.u.

$$T_a \cdot s \cdot \omega_{pu} \approx p_0 - p_{el} - k_d(\omega_{pu} - \omega_{g_{pu}}) \quad (2.4)$$

En la figura (2.7) se observa una representación de la ecuación (2.4) por medio de diagrama de bloques.

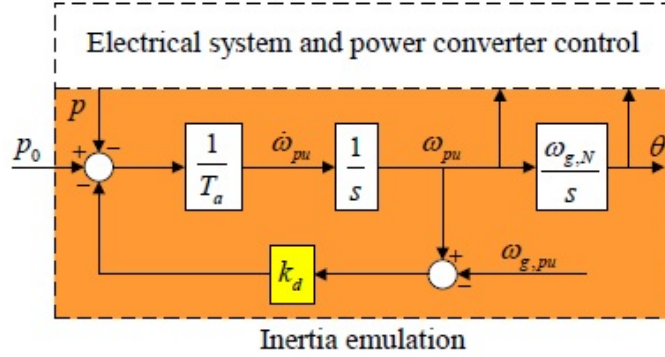


Figura 2.7: Diagrama de bloques de la ecuación que emula la respuesta inercial en una VSM (Tomada de [10]).

### Control tipo Droop

Ahora bien, agregar inercias virtuales a los sistemas de potencia para mejorar su respuesta inercial cuando estos se encuentran dominados por convertidores basados en electrónica de potencia, han ayudado en el desarrollo de nuevas técnicas de control para los convertidores. Una de ellas es implementar el control tipo *Droop* cuando la micro-red se encuentra operando en modo aislado [17, 30]. Así, si se asume que existe una red de impedancia de tipo inductiva, el control tipo *Droop* se implementa basado en la regulación de potencia activa y reactiva como se muestra a continuación [30, 31, 32]:

$$\omega_{pu} = \omega_{g_{pu}} - m_p(p_m - p_0) \quad (2.5)$$

La ecuación (2.5) representa un control tipo *Droop* de frecuencia donde,  $\omega_{pu}$  es la frecuencia de referencia expresada en p.u.,  $\omega_{g_{pu}}$  es la frecuencia de la red expresada en p.u.,  $m_p$  es la ganancia del control tipo *Droop* para la frecuencia del convertidor,  $p_m$  es la potencia activa medida de salida de la unidad generadora distribuida y  $p_0$  es la potencia activa de referencia.

Similarmente, se implementa un control tipo *Droop* para el voltaje de la siguiente forma:

$$v = v_g - m_q(q_m - q_0) \quad (2.6)$$

Donde  $v$  es el voltaje de referencia,  $v_g$  es el voltaje de la red,  $m_q$  es la ganancia del control tipo *Droop* para el voltaje del convertidor,  $q_m$  es la potencia reactiva medida de salida de la

unidad generadora distribuida y  $q_0$  es la potencia reactiva de referencia.

Por otra parte, para realizar correctamente el control tipo *Droop* basado en las ecuaciones (2.5) y (2.6) se debe agregar un filtro pasa-bajo de primer orden el cual permita realizar la adecuada medición de la potencia activa y reactiva de salida ( $p_m$  y  $q_m$ ). Este filtro, evita que se presenten componentes altas de frecuencia que lleguen desde los convertidores [14]. Además, se hace necesario tener dicho filtro para estabilizar los bucles del control, y rechazar posibles perturbaciones y oscilaciones en las medidas [10]. En la literatura, ya se ha demostrado que el uso de este filtro hace que el control tipo *Droop* se aproxime al comportamiento de los sistemas de inercia virtual [10, 11, 19]. Las ecuaciones (2.7) y (2.8) representan los filtros pasa-bajo de primer orden.

$$p_m = \frac{\omega_f}{s + \omega_f} p_{el} \quad (2.7)$$

$$q_m = \frac{\omega_f}{s + \omega_f} q_{el} \quad (2.8)$$

En la figura (2.8) se observan los diagramas de bloques que representan la implementación de las ecuaciones mostradas en (2.5) y (2.6).

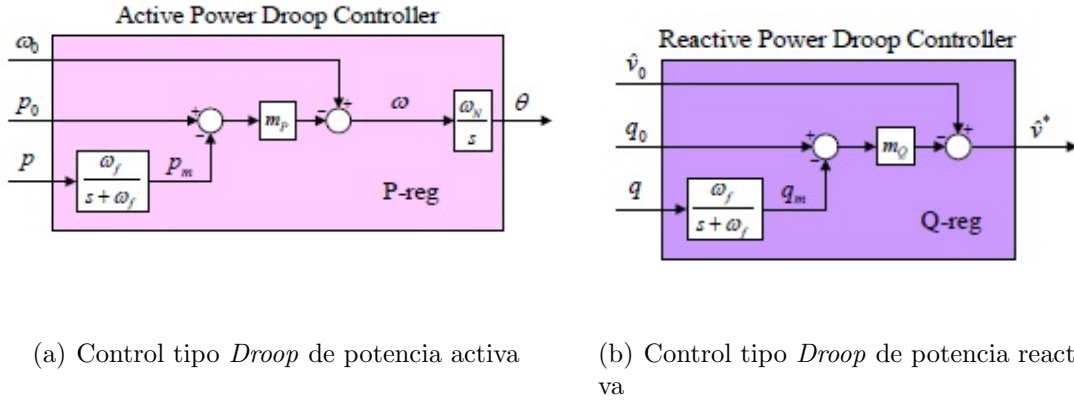


Figura 2.8: Control tipo *Droop* de potencias para micro-redes (Tomada de [10]).

Como ya se ha mencionado en la introducción de la sección, existen equivalencias entre la implementación del control tipo *Droop* y el control basado en VSMs. Estas equivalencias se puede obtener a partir de reemplazar la ecuación (2.7) en la ecuación (2.5).

$$\omega_{pu} = \omega_{g_{pu}} - m_p \left( \frac{\omega_f}{s + \omega_f} p_{el} - p_0 \right) \quad (2.9)$$

Ahora, si se parte de la condición de que la red esta operando en estado estable, se asume que la frecuencia de la red  $\omega_g$  y la potencia activa de referencia  $p_0$  son constantes [10]. Esta condición, al aplicarla en la ecuación (2.9) elimina la derivada de los términos constantes que como resultado, da origen a la ecuación (2.10) mostrada a continuación:

$$\frac{1}{\omega_f m_p} s \cdot \omega = p_0 - p_{el} - \frac{1}{m_p} (\omega_{pu} - \omega_{g_{pu}}) \quad (2.10)$$

La ecuación (2.10) es similar a la ecuación planteada para emular la respuesta inercial en una VSM descrita en la ecuación (2.4). A partir de la similitud de las ecuaciones (2.4) y (2.10) se establecen expresiones para describir las equivalencias existentes entre el control tipo *Droop* y el control basado en VSMs, las cuales se muestran en las ecuaciones (2.11) y (2.12).

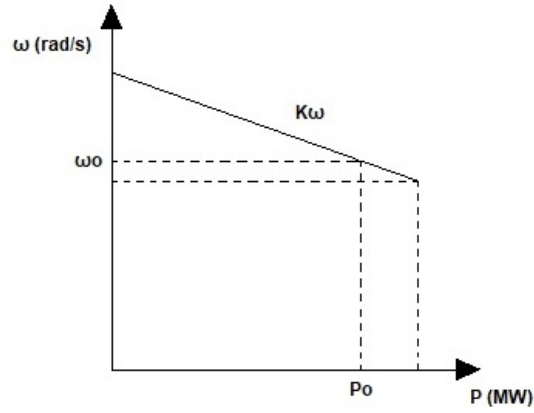
$$T_a = \frac{1}{\omega_f m_p} \quad (2.11)$$

$$k_d = \frac{1}{m_p} \quad (2.12)$$

Por consiguiente, el filtro utilizado para las mediciones de potencia en el control tipo *Droop* constituye un retardo que es matemáticamente equivalente a la inercia virtual, mientras que las ganancias son equivalentes al amortiguamiento [32].

### 2.3.2. Control de frecuencia y tensión

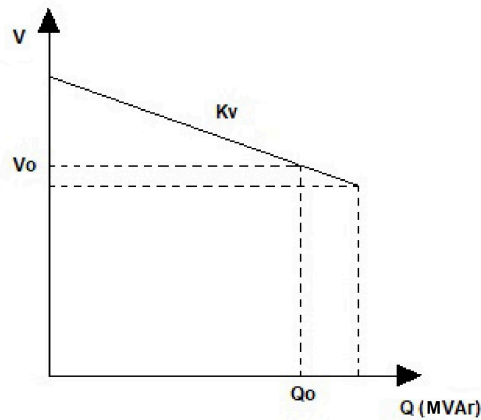
En un sistema de potencia para tener un control de frecuencia y tensión, se debe lograr que la energía cinética almacenada en los rotores sea la responsable de contrarrestar el desequilibrio a través de la respuesta inercial, basada en el control primario, donde no puede actuar en tiempos de respuesta pequeños para variaciones de frecuencia y tensión en el sistema. Con base en lo anterior, cuando la estructura de la micro-red entra en operación en modo isla, el control consta principalmente de un control tipo *Droop* el cual se encarga de controlar la potencia activa y reactiva para que la frecuencia y la tensión reduzcan los valores de la magnitud entregada por los elementos generadores distribuidos o también cuando estos se encuentran fuera de los rangos establecidos, el control se encarga de restaurar los valores de potencia para retornar a los valores deseados. El flujo de energía o de potencia activa y reactiva está directamente asociado con el aumento o la reducción de la frecuencia, los ángulos de fase y las magnitudes de las tensiones, donde tienen un impacto en sistemas mayormente inductivos [32].

Figura 2.9: Control tipo *Droop* de frecuencia.

A partir de la gráfica mostrada en (2.9) se deduce la ecuación (2.13) que representa la relación existente entre la potencia activa y la frecuencia.

$$\omega - \omega_0 = K_p \cdot (P - P_0) \quad (2.13)$$

Donde  $\omega$  es la frecuencia referencia de salida,  $\omega_0$  es la frecuencia de referencia inicial,  $K_p$  es la ganancia del control tipo *Droop* de potencia activa,  $P$  es la potencia activa de salida y  $P_0$  es la potencia activa de referencia.

Figura 2.10: Control tipo *Droop* de tensión.

Similarmente, a partir de la gráfica mostrada en (2.10) se deduce la ecuación (2.14) que representa la relación existente entre la potencia reactiva y la tensión.

$$v - v_0 = K_q \cdot (Q - Q_0) \quad (2.14)$$

Donde  $v$  es la tensión referencia de salida,  $v_0$  es la tensión de referencia inicial,  $K_q$  es la ganancia del control tipo *Droop* de potencia reactiva,  $Q$  es la potencia reactiva de salida y  $Q_0$  es la potencia reactiva de referencia.

Las relaciones descritas en las ecuaciones (2.13) y (2.14) se aplican para cada uno de los elementos generadores de energía ya sean elementos grandes de potencia o generadores de una micro-red. También, cabe resaltar que aplicar las ecuaciones (2.13) y (2.14) en los elementos de la red distribuida es importante, especialmente, debido a que se encargarían de la inyección o reducción de potencia activa o reactiva que posteriormente, ayuden a controlar los niveles de estabilidad del sistema.

Por otro lado, existen tres formas en las que se puede tener control de frecuencia y de tensión; la primera forma incluye la eliminación, que permite a las fuentes de energía renovable mantener una cierta cantidad de potencia de reserva gracias a su construcción y almacenamiento por parte de bancos de baterías, donde a medida que se presente inestabilidades por parte de la frecuencia y la tensión, esta potencia acopiada se inyectaría a la micro-red funcionando en modo isla. El segundo grupo incluye emulación de la respuesta inercial, reserva de potencia rápida y técnicas de control tipo *Droop*, que se utilizan para liberar la potencia de reserva de las fuentes de energías renovables en eventos de baja frecuencia [32]. El tercer y último grupo trata de balancear la potencia en los generadores no despachables durante el modo isla, donde se procede a desconectar la carga menos crítica de la micro-red. De este modo, se puede mantener la frecuencia y tensión en un valor adecuado para la carga local [36, 8].

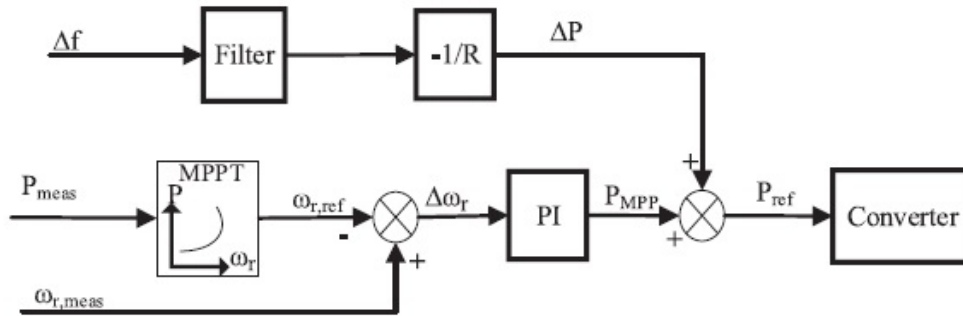


Figura 2.11: Esquema de control de un aero-generador (Tomada de [23]).



Por ejemplo, en la figura (2.11) se puede ver el esquema de control de un aero-generador en el cual se regula la potencia activa de salida produciendo un cambio en la frecuencia, donde se ve un mejoramiento de esta cuando se presentan perturbaciones o desconexiones. La potencia activa es ajustada de acuerdo a las características lineales, y está dada por [23]:

$$\Delta P = P_1 - P_0 = -\frac{f_m - f_{nom}}{R} \quad (2.15)$$

Donde  $R$  es la constante del control tipo *Droop*,  $f_m$  y  $P_1$  son la nueva frecuencia y potencia de salida de la turbina eólica, respectivamente, mientras que  $f_{nom}$  y  $P_0$  son los puntos iniciales de operación.

Ahora bien, los rangos de frecuencia estándar recomendados para conexión a la red y a las micro-redes aisladas están dictadas por *El Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (IEEE)* el cual recomienda un estándar de operación de frecuencia de ajuste de  $\pm 0,036 \text{ Hz}$  para conexión a la red cuando la frecuencia del sistema cae por debajo de  $59,3 \text{ Hz}$  (recomendación dada para una frecuencia nominal de  $60 \text{ Hz}$ )[32].



# Capítulo 3

## Resultados

En este capítulo se analizarán los resultados de las pruebas que se realizaron en el software *Matlab* a través de su herramienta de diagrama de bloques *Simulink*, donde se construyó una red de dos cargas en paralelo las cuales incluyen su respectivo control y que se encuentran conectadas por medio de un breaker a una red principal trifásica. Con este diseño de red, se buscó construir una gráfica de dispersión incluyendo diferentes valores de ganancias ( $Kp$  y  $Kq$ ), que permiten analizar el efecto de la relación  $r/x$  en el momento en el que la red entra a funcionar en modo aislado.

### 3.1. Descripción del sistema de prueba

El sistema de prueba a utilizar (sistema que se puede observar en la figura (3.1)) se construye con el propósito de modelar un sistema eléctrico de potencia, el cual incluya micro-redes que puedan funcionar en un modo de sincronización con una red de distribución, y que en el instante que se presente alguna falla o contingencia, tenga la capacidad de funcionar de forma aislada por medio de un adecuado control tipo *Droop* de potencia activa y reactiva. Para realizar esta tarea se conforma el sistema de prueba de la siguiente manera:

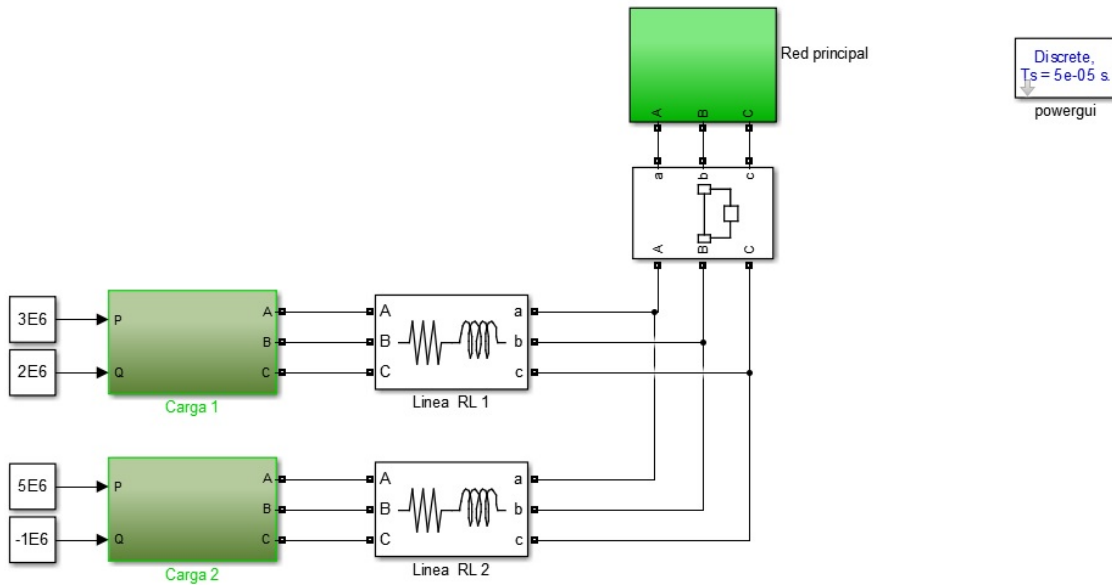


Figura 3.1: Sistema de prueba implementado en *Simulink*.

- Una red principal trifásica de 34.5 *kv* que modela una red de distribución.
- Un breaker trifásico conectado a la red principal el cual se encuentra inicialmente cerrado lo que permite simular el modo de funcionamiento en sincronización con la red de distribución y que para después funcionar de forma aislada, dispone de un tiempo de suicheo de 10 *s* a la apertura (lo que representa una falla o contingencia en determinado instante en la red de distribución).
- Dos líneas trifásicas RL de 35 *m* de longitud en configuración serie conectadas al breaker y a su respectiva carga.
- Dos cargas conectadas en paralelo que se estructuran como se describe a continuación (la estructura de las cargas se puede observar en la figura (3.2)):

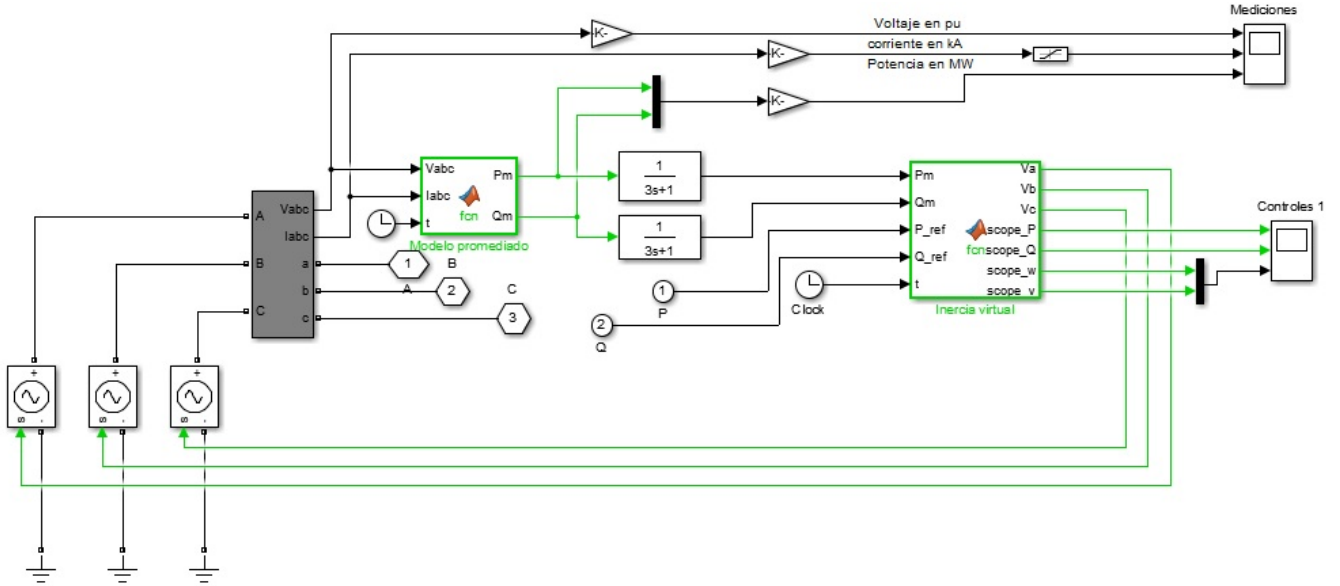


Figura 3.2: Estructura de la carga implementada en *Simulink*.

- Un medidor trifásico de voltaje y corriente que toma los valores resultantes de un conjunto de fuentes controladas de tensión.
- Un bloque que contiene un algoritmo realizado en el *script* de *Matlab* el cual modela un sistema promediado de un convertidor que se describirá más a fondo en la próxima sección.
- Dos bloques que simulan el filtro pasa-bajo de primer orden necesario para evitar oscilaciones, perturbaciones e inestabilidades en la frecuencia y tensión de salida del convertidor.
- Un bloque que contiene un algoritmo realizado en el *script* de *Matlab* el cual agrega una inercia virtual al sistema, lo que deriva en el control tipo *Droop* de tensión y frecuencia cuando la red se encuentra operando en modo isla. Este algoritmo se realiza con base a las ecuaciones (2.5) y (2.6) mostradas en la subsección 2.3.1 del capítulo anterior. El algoritmo en cuestión, se puede observar en la figura (A.1) disponible en la sección A de los *Anexos*.
- Un conjunto de fuentes controladas de tensión que sirven para retroalimentar la tensión de salida, lo que tiene como fin, conocer si este valor se encuentra

muy distante de su valor inicial, y que posteriormente conlleve a una inyección de potencia activa y reactiva que permita estabilizar los niveles de tensión y frecuencia dados como referencia.

- Cuatro bloques de valores constantes que representan las potencias activas y reactivas de referencia disponibles en cada una de las cargas.

## 3.2. Modelo promediado del convertidor

Tal como se menciona en la sección anterior, las cargas del sistema de prueba incluyen en su estructura un modelo promediado de un convertidor que se realiza con base en la transformada de Clarke (descrita en la subsección 2.2.1 del capítulo anterior) a la cual se le aplica la variante de eliminar la componente de secuencia cero  $I_0$  como se muestra a continuación:

$$\begin{pmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{pmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & -\sqrt{3}/2 & \sqrt{3}/2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{pmatrix}$$

Cabe resaltar que la transformada de Clarke mostrada previamente sugiere solo una transformación de corriente, pero análogamente, esta transformación también es aplicable a la tensión.

$$\begin{pmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{pmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & -\sqrt{3}/2 & \sqrt{3}/2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{pmatrix}$$

Ahora bien, la componente de secuencia cero se elimina debido a que en el modelo promediado del convertidor no es necesario incluir dicha componente, ya que con las componentes  $I_\alpha$  e  $I_\beta$  o análogamente con las componentes  $V_\alpha$  y  $V_\beta$ , es suficiente para obtener los valores instantáneos de tensión y corriente requeridos. Así pues, si se descomponen las variables de tensión y corriente aplicando la transformada de Clarke se obtiene:

$$I_\alpha = \sqrt{\frac{2}{3}} \left( I_A - \frac{1}{2}I_B - \frac{1}{2}I_C \right) \quad (3.1)$$

$$I_\beta = \sqrt{\frac{2}{3}} \left( -\frac{\sqrt{3}}{2}I_B + \frac{\sqrt{3}}{2}I_C \right) \quad (3.2)$$

$$V_\alpha = \sqrt{\frac{2}{3}} \left( V_A - \frac{1}{2}V_B - \frac{1}{2}V_C \right) \quad (3.3)$$

$$V_\beta = \sqrt{\frac{2}{3}} \left( -\frac{\sqrt{3}}{2}V_B + \frac{\sqrt{3}}{2}V_C \right) \quad (3.4)$$

Puesto que el fin de implementar el convertidor en el sistema de prueba es que se pueda realizar control de tensión y frecuencia por medio de la inyección de la potencia activa y reactiva disponible en las cargas y teniendo en cuenta la relación existente entre la transformada de Clarke y la teoría  $P$ - $Q$  (donde la transformada se aplica de forma que sea invariante en potencia) se plantean las ecuaciones (3.5) y (3.6) a partir de las ecuaciones (3.1), (3.2), (3.3) y (3.4) las cuales permiten adquirir los valores medidos de potencia activa y reactiva de salida de la carga ( $P_m$  y  $Q_m$ ).

$$P_m = V_\alpha I_\alpha + V_\beta I_\beta \quad (3.5)$$

$$Q_m = I_\alpha V_\beta - I_\beta V_\alpha \quad (3.6)$$

Así, a partir de las ecuaciones y conceptos planteados en la presente sección, se implementa un algoritmo en el *script* de *Matlab* que simula el comportamiento del modelo promediado del convertidor aplicado en el sistema de prueba. Este algoritmo se puede observar en la figura (A.2) disponible en la sección A de los *Anexos*.

### 3.3. Análisis de datos

Para analizar el efecto de la relación  $r/x$  se estudiaron 5 posibles casos, donde a partir de un valor base de resistencia e inductancia se evaluaron las diferentes relaciones, ya sea aumentando o disminuyendo porcentualmente estos valores. Los casos evaluados son los siguientes:

- **Caso 1:** Valores base de resistencia e inductancia.  $R = 0,0284\Omega$  y  $L = 0,00138 H$ .
- **Caso 2:** Aumento en los valores base de resistencia e inductancia en un 50 %.  $R = 0,0426 \Omega$  y  $L = 0,002075 H$ .
- **Caso 3:** Disminución en los valores base de resistencia e inductancia en un 50 %.  $R = 0,0142 \Omega$  y  $L = 0,000692 H$ .
- **Caso 4:** Eliminar el valor de la inductancia y conservar el valor base de la resistencia.  $R = 0,0284 \Omega$  y  $L = 0 H$ .
- **Caso 5:** Eliminar el valor de la resistencia y conservar el valor base de la inductancia.  $R = 0 \Omega$  y  $L = 0,00138 H$ .

Ahora bien, para realizar cada caso, se tabulan diferentes valores de  $Kp$  y  $Kq$  dados en valores p.u. (tomando como valores base  $Kp = 1 \times 10^{-7}$  y  $Kq = 5 \times 10^{-4}$ ) en donde se observa en que puntos del sistema dichas ganancias del controlador ayudan a conservar la red estable.

Para realizar esta tarea, se ejecuta en *Matlab* el sistema mostrado en la figura (3.1) con un tiempo de prueba de 30 s donde se simula el comportamiento de la red cuando funciona en condiciones normales por 10 s y en el tiempo restante, se observa el comportamiento de la red cuando opera de forma aislada. Cabe considerar que todos los datos tomados para el análisis, se agrupan en diferentes gráficas en *Microsoft Excel*.

**Nota:** La potencia activa y reactiva de las cargas 1 y 2 mostradas en el sistema de prueba de la figura (3.1) para todos los casos se asumen invariables. Dichas potencias adoptan los siguientes valores:

- **Carga 1:**  $P = 3 \text{ kW}$   $Q = 2 \text{ kVAR}$
- **Carga 2:**  $P = 5 \text{ kW}$   $Q = -1 \text{ kVAR}$

### 3.3.1. Caso 1

En esta prueba se interpreta que el sistema opera en condiciones óptimas debido a que se tiene la consideración de que para este caso se trabaja con valores base de resistencia e inductancia. A partir de esta consideración, se toman valores iniciales para las ganancias del controlador de tal forma que se garantice que el comportamiento del sistema en cualquiera de los dos modos de funcionamiento se conserve de manera estable. Así, si se toman como valores iniciales  $Kp = 1 \times 10^{-7}$  y  $Kq = 5 \times 10^{-4}$  se garantiza la estabilidad deseada en el sistema, tal como se puede observar en las figuras (3.3) y (3.4), donde la tensión del sistema en todo instante de tiempo no presenta alteraciones aunque ocurra alguna falla o contingencia, instante en el cual entra la red a operar en modo aislado. También, se observa como la frecuencia, la corriente y la potencia activa y reactiva después de 10 s (instante en el que el breaker se abre simulando alguna falla) se comienza a estabilizar en un punto donde la red pueda operar de manera adecuada.



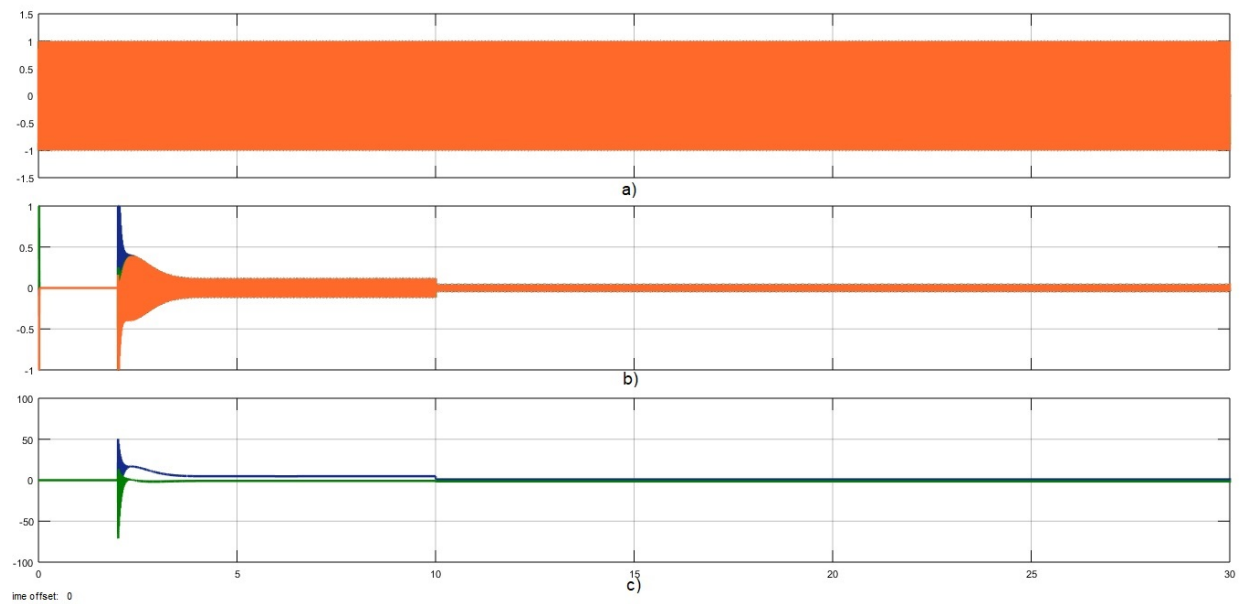


Figura 3.3: Medición sistema estable (carga 2) caso 1. a) Tensión en p.u de salida de la carga. b) Corriente en kA de salida de la carga. c) Color Azul: Potencia activa en kW de salida de la carga. Color verde: Potencia reactiva en kVAR de salida de la carga.

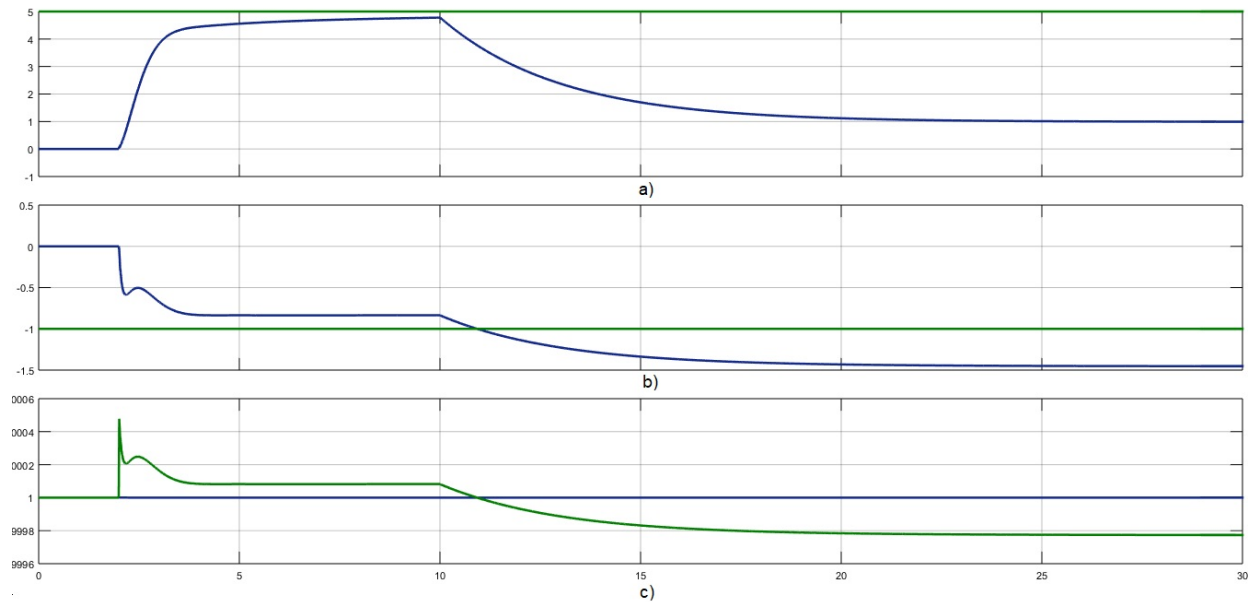
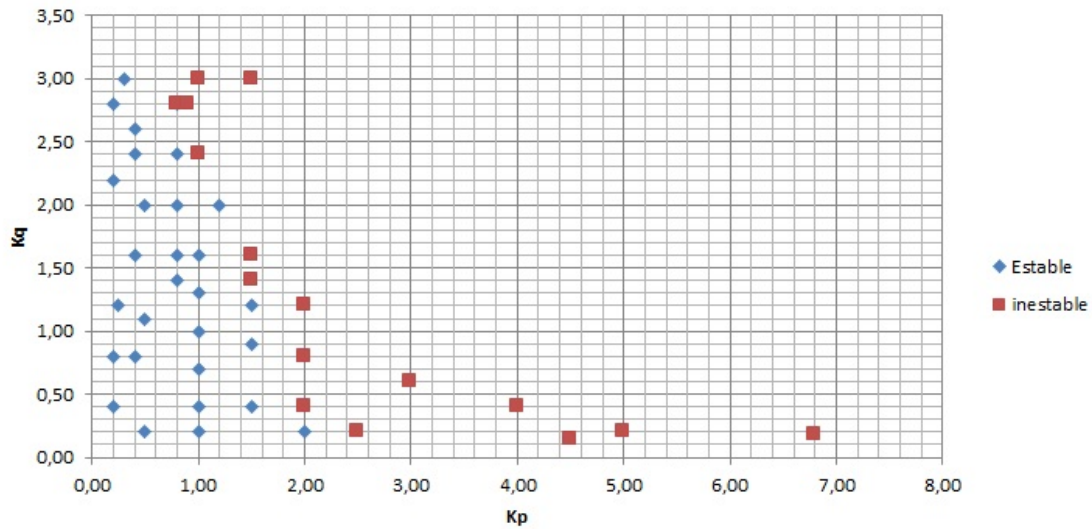


Figura 3.4: Control sistema estable (carga 2) caso 1. a) Color verde: Potencia activa en kW de referencia. Color azul: Potencia activa en kW de salida de la carga. b) Color verde: Potencia reactiva en kVAR de referencia. Color azul: Potencia reactiva en kVAR de salida de la carga. c) Color verde: Frecuencia en p.u de salida de la carga. Color azul: Tensión en p.u de salida de la carga.

En la figura (3.4) se puede notar como la carga presenta una variación en la potencia activa y reactiva de salida con respecto a su referencia en el instante en que la red debe activar los sistemas de control cuando esta se encuentra operando en forma aislada. Esto sucede, debido a una de las ventajas que trae implementar generadores distribuidos en la red, en donde se inyectan potencias desde la carga a la red principal para lograr estabilizar la frecuencia y tensión de salida del sistema.

Por otro lado, tomando estas ganancias iniciales como referencia, se generaron nuevos valores para  $K_p$  y  $K_q$  que se tabularon de una forma en la cual, observando el comportamiento de la simulación, se determinó si el sistema evaluado era estable o inestable, en donde se bosquejó una zona de tal manera que se pudiera determinar que valores de ganancia se comportaban estables cuando el sistema entraba a operar en modo aislado, así como se puede observar en la gráfica mostrada en la figura (3.5).



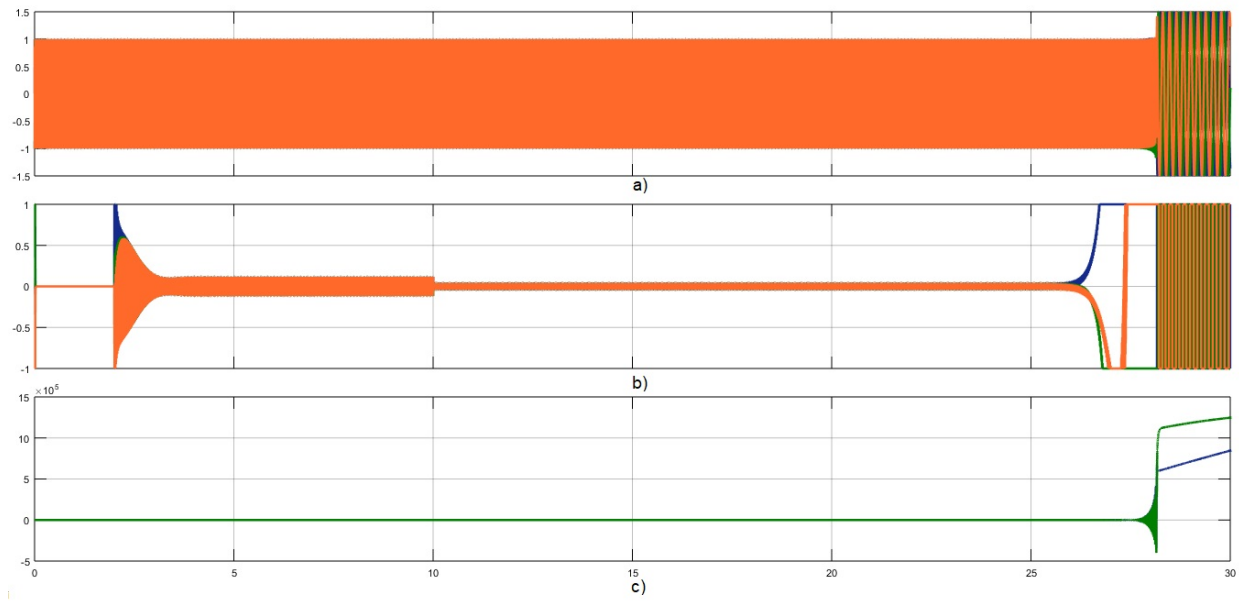


Figura 3.6: Medición sistema inestable (carga 2) caso 1. a) Tensión en p.u. de salida de la carga. b) Corriente en kA de salida de la carga. c) Color Azul: Potencia activa en kW de salida de la carga. Color verde: Potencia reactiva en kVAR de salida de la carga.

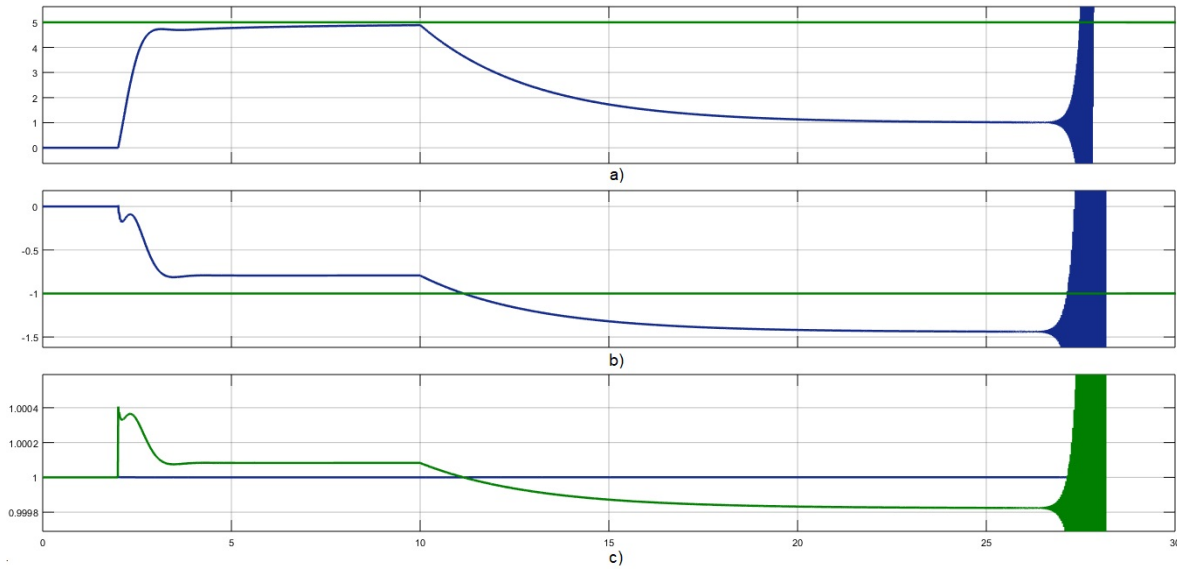


Figura 3.7: Control sistema inestable (carga 2) caso 1. a) Color verde: Potencia activa en kW de referencia. Color azul: Potencia activa en kW de salida de la carga. b) Color verde: Potencia reactiva en kVAR de referencia. Color azul: Potencia reactiva en kVAR de salida de la carga. c) Color verde: Frecuencia en p.u de salida de la carga. Color azul: Tensión en p.u de salida de la carga.

En la figura (3.6) y (3.7) se nota como hasta cierto instante, el sistema de control funciona adecuadamente intentando estabilizar los parámetros de la red cuando esta funciona de forma aislada pero que, como se mencionaba con anterioridad, las ganancias impuestas no son las indicadas para controlar el sistema ya que no se logra mantener este inalterable por todo el tiempo que se le ha demandado.

### 3.3.2. Caso 2

Para este segundo caso, se incrementan los valores base de resistencia e inductancia en un 50 % donde de nuevo, se toman como valores iniciales de ganancias del controlador a  $Kp = 1 \times 10^{-7}$  y  $Kq = 5 \times 10^{-4}$  para comprobar que el comportamiento del sistema a partir de estos valores continua siendo estable para ambos modos de funcionamiento de la red. Similarmente a lo mostrado en las figuras (3.3) y (3.4), la tensión del sistema en todo instante de tiempo no presenta alteraciones aunque ocurra alguna falla o contingencia y también, se observa como la frecuencia, la corriente y la potencia activa y reactiva se comienza a estabilizar en un punto donde la red pueda operar de manera adecuada.

De la misma manera a lo sucedido con anterioridad, se comprueba también el punto de inestabilidad tomado ( $K_{p_{pu}} = 2$  y  $K_{q_{pu}} = 0,8$ ). En este caso, se da el acontecimiento de que este punto ya no es inestable cuando la red funciona en forma aislada como se puede observar en las figuras (3.8) y (3.9) lo que conlleva a reevaluar la tabla de datos realizada para el caso 1.

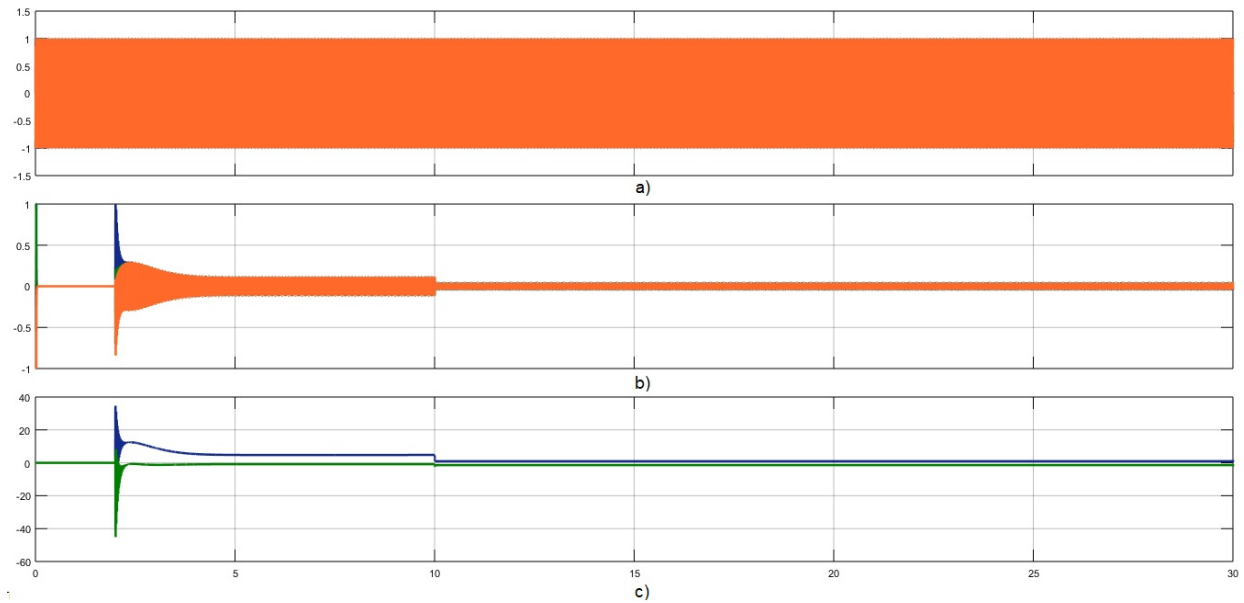


Figura 3.8: Medición sistema estable (carga 2) caso 2. a) Tensión en p.u de salida de la carga. b) Corriente en kA de salida de la carga. c) Color Azul: Potencia activa en kW de salida de la carga. Color verde: Potencia reactiva en kVAR de salida de la carga.

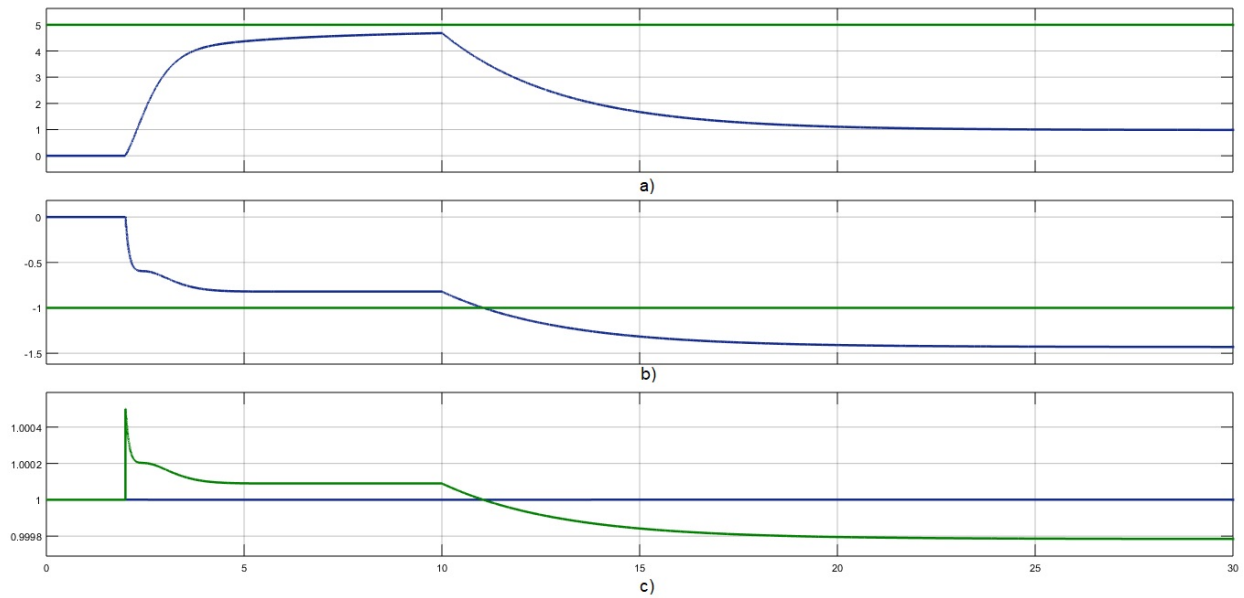


Figura 3.9: Control sistema estable (carga 2) caso 2. a) Color verde: Potencia activa en kW de referencia. Color azul: Potencia activa en kW de salida de la carga. b) Color verde: Potencia reactiva en kVAR de referencia. Color azul: Potencia reactiva en kVAR de salida de la carga. c) Color verde: Frecuencia en p.u de salida de la carga. Color azul: Tensión en p.u de salida de la carga.

En este caso, el sistema de control actúa de manera similar al mostrado en el caso anterior tal como se muestra en la figura (3.9), en donde el consumo de potencia activa en la carga hace que esta se reduzca a 1  $kW$ , lo que quiere decir que se están inyectando 4  $kW$  a la red principal para lograr el objetivo de ejercer control sobre la frecuencia y con ello llevar su magnitud de salida a un valor cercano al de referencia; y que en la potencia reactiva, se estén inyectando aproximadamente 0,5  $kW$  a la red, que haga que, instantáneamente, se genere un control en la tensión de salida.

De este modo, se tabulan de nuevo los datos para analizar el comportamiento del sistema ante los nuevos valores de  $Kp$  y  $Kq$  generados, donde se encuentra que ante el aumento porcentual de la resistencia y la inductancia, también existe un aumento en la zona de estabilidad de la red tal como se puede observar en la gráfica de la figura (3.10).

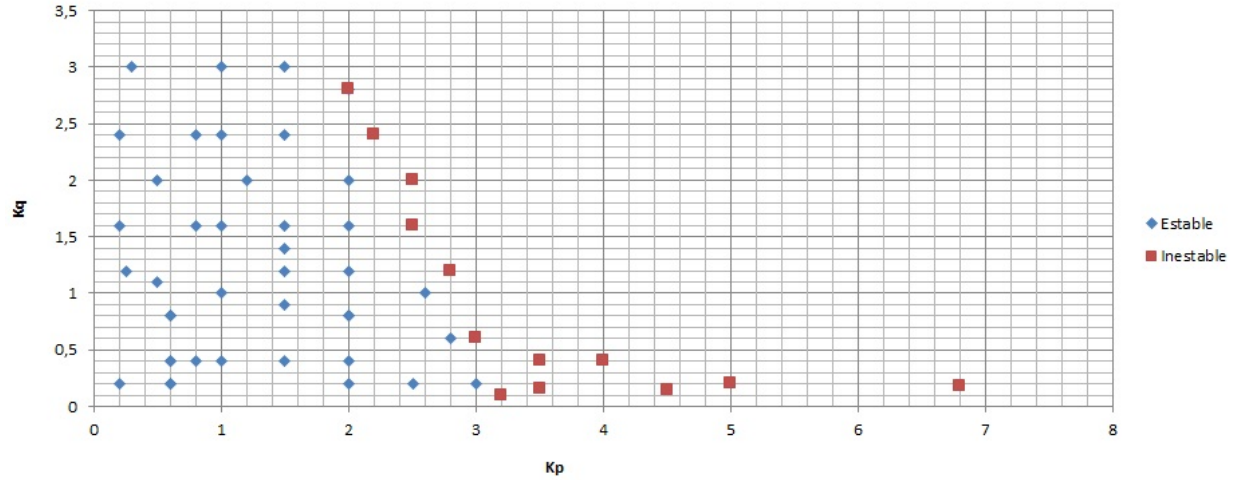


Figura 3.10: Gráfica caso 2.

Ahora bien, a partir de la gráfica de la figura (3.10) se generan nuevos puntos limítrofes de estabilidad los cuales se presentan en la Tabla (B.2) disponible en la sección *B* de los *Anexos*. Esto hace que se evalúe un nuevo punto de inestabilidad para darle validez a la gráfica de la figura anterior. Así pues, se elige como ejemplo el punto  $K_{p_{pu}} = 4$  y  $K_{q_{pu}} = 0,4$  y se comprueba la inestabilidad del punto seleccionado tal como se puede observar en las figuras (3.11) y (3.12).



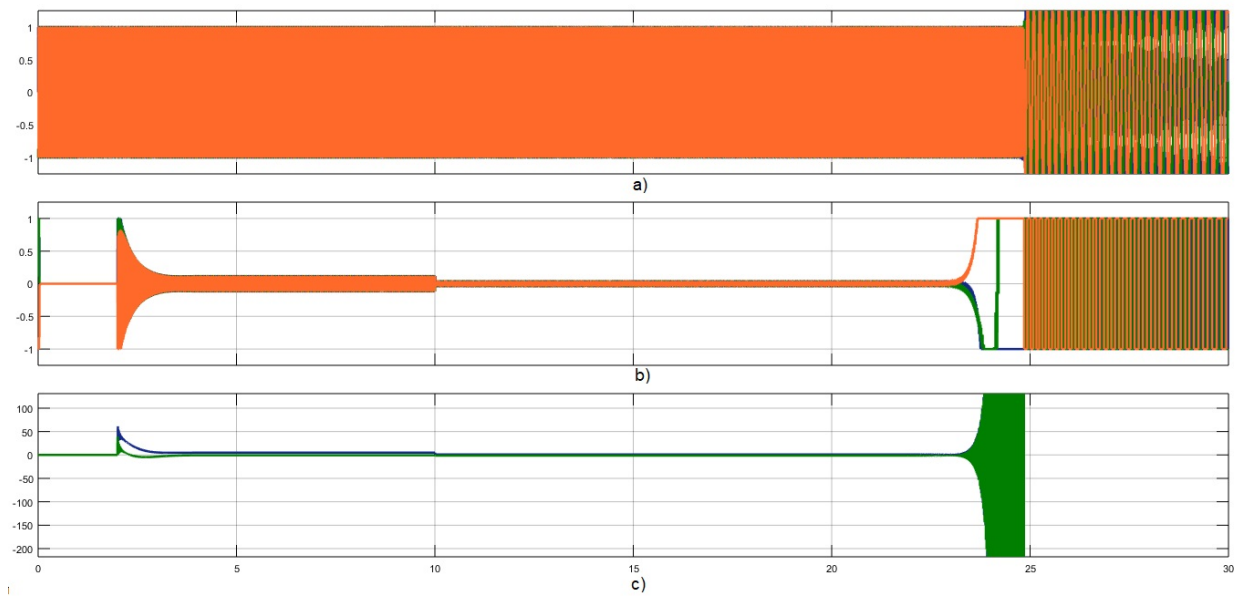


Figura 3.11: Medición sistema inestable (carga 2) caso 2. a) Tensión en p.u de salida de la carga. b) Corriente en kA de salida de la carga. c) Color Azul: Potencia activa en kW de salida de la carga. Color verde: Potencia reactiva en kVAR de salida de la carga.

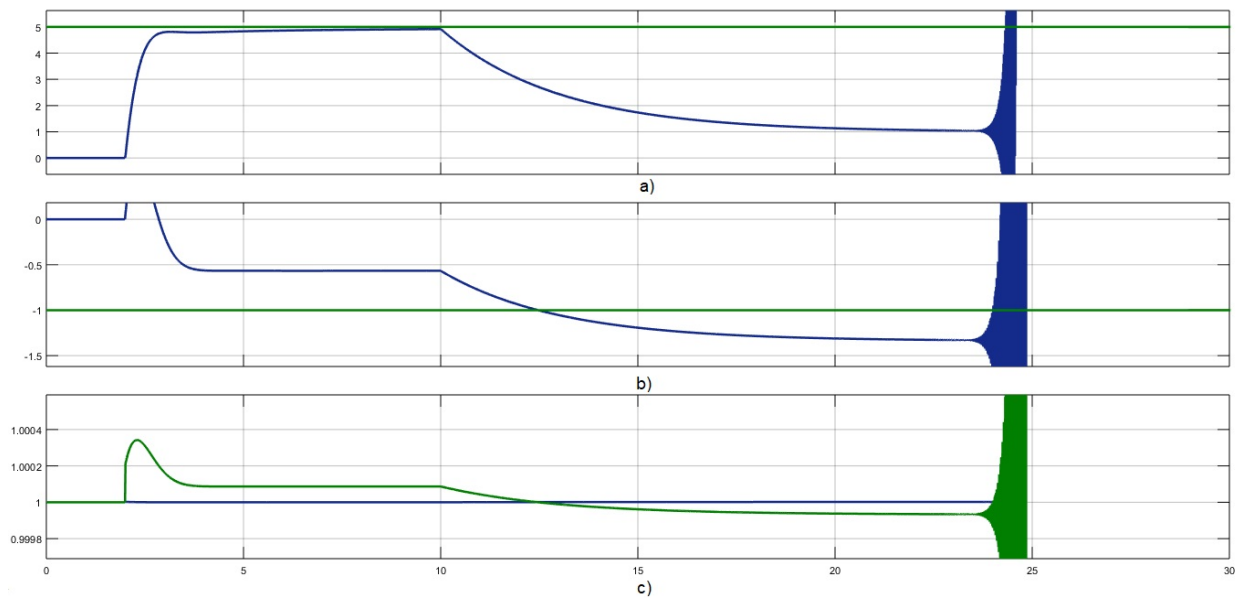


Figura 3.12: Control sistema inestable (carga 2) caso 2. a) Color verde: Potencia activa en kW de referencia. Color azul: Potencia activa en kW de salida de la carga. b) Color verde: Potencia reactiva en kVAR de referencia. Color azul: Potencia reactiva en kVAR de salida de la carga. c) Color verde: Frecuencia en p.u de salida de la carga. Color azul: Tensión en p.u de salida de la carga.

### 3.3.3. Caso 3

Similarmente a lo realizado en el caso 2, se genera una variante en los valores base de resistencia e inductancia, en esta situación, se disminuyen dichos valores en un 50 % creando un nuevo proceso de análisis en el cual se cambian los valores iniciales a evaluar para  $Kp$  y  $Kq$  debido a lo ocurrido en el caso 2 en donde el punto  $Kp_{pu} = 2$  y  $Kq_{pu} = 0,8$  se transforma de un punto inestable a un punto estable. De tal forma, al evaluar el punto mencionado, se busca observar si este de nuevo se convierte en un punto estable tal como ocurrió con anterioridad.

Como se puede ver en las figuras (3.13) y (3.14) al igual que en el primer caso, tomar estos valores representa la incapacidad del sistema de control para lograr el objetivo de estabilizar la red cuando esta opera de forma aislada, incluso se puede observar, que el sistema de control intenta actuar por muy poco tiempo después de que la red empieza a funcionar de forma independiente, lo que quiere decir que, estos puntos se encuentran muy lejos de la zona de estabilidad. Por esto, se escogen de nuevo los valores de ganancias iniciales mostrados para el caso 1 para comprobar si estos puntos continúan siendo ideales para mantener inalterable la red.

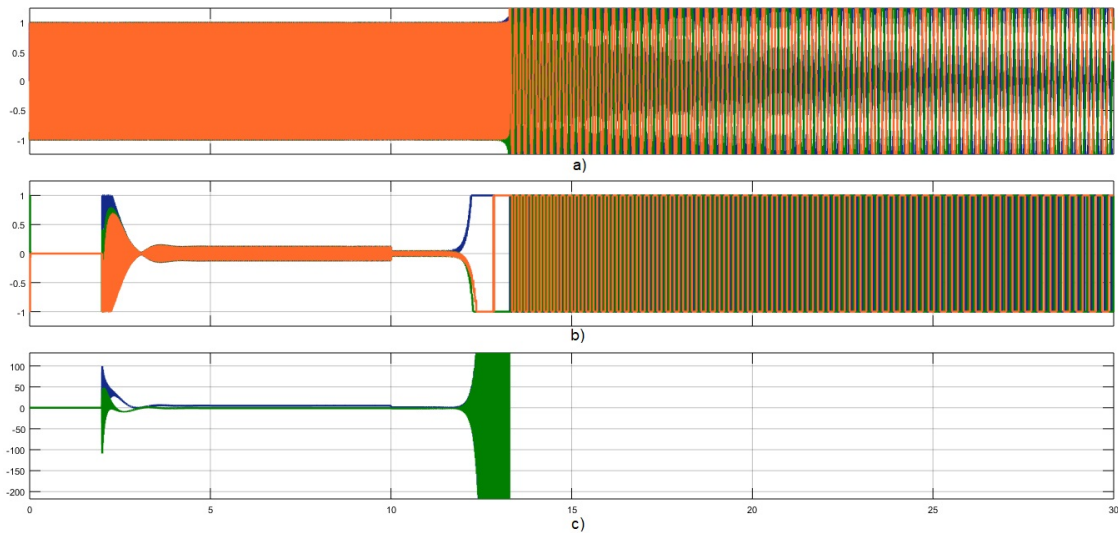


Figura 3.13: Medición sistema inestable (carga 2) caso 3. a) Tensión en p.u de salida de la carga. b) Corriente en kA de salida de la carga. c) Color Azul: Potencia activa en kW de salida de la carga. Color verde: Potencia reactiva en kVAR de salida de la carga.

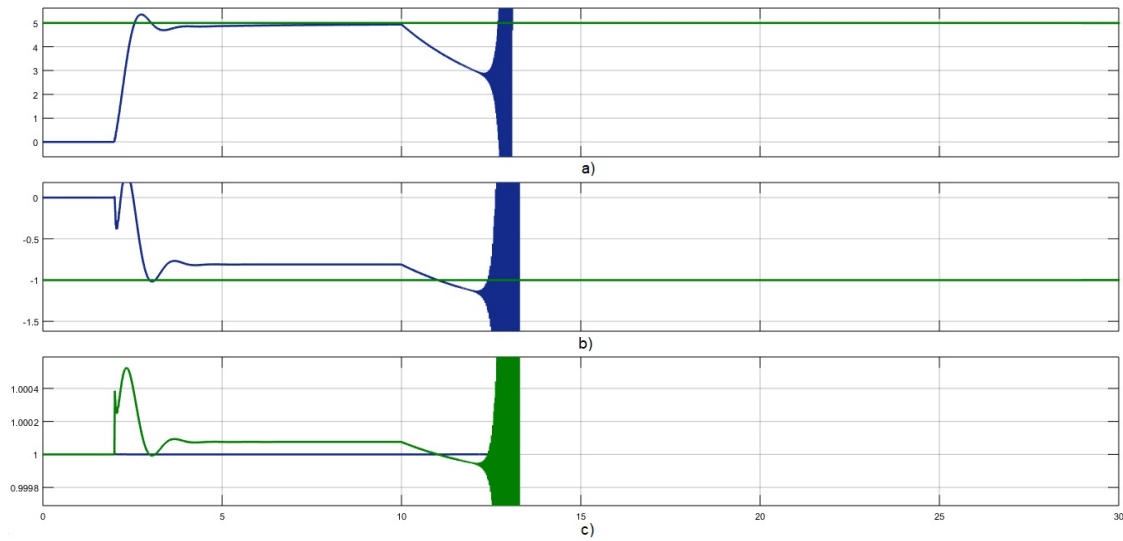


Figura 3.14: Control sistema inestable (carga 2) caso 3. a) Color verde: Potencia activa en kW de referencia. Color azul: Potencia activa en kW de salida de la carga. b) Color verde: Potencia reactiva en kVAR de referencia. Color azul: Potencia reactiva en kVAR de salida de la carga. c) Color verde: Frecuencia en p.u de salida de la carga. Color azul: Tensión en p.u de salida de la carga.

Análogamente a la situación vista en las figuras (3.13) y (3.14), el sistema se torna inestable con la diferencia de que en este caso, el sistema de control intenta realizar su función de mando por un tiempo más prologando (aproximadamente de 5 a 8 s más). En consecuencia, se genera una tabla (Tabla (B.3)) donde se define la zona limítrofe de estabilidad a partir de nuevos valores de ganancias los cuales aseguren que aguas abajo de estos puntos la red sea estable cuando opere de manera autónoma, tal como se puede observar en la gráfica de la figura (3.15).

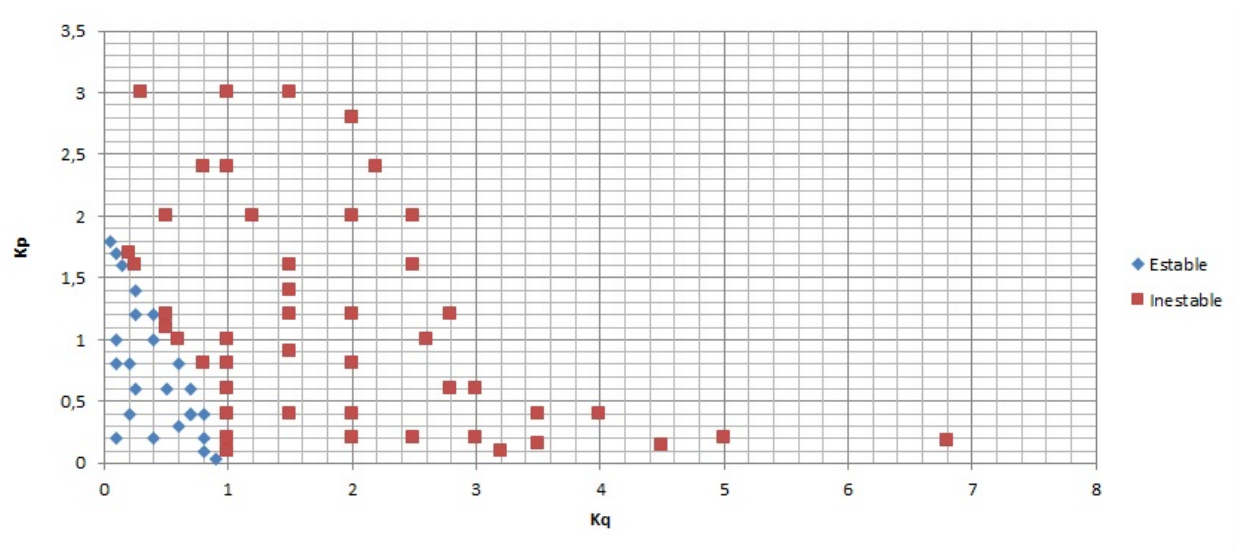


Figura 3.15: Gráfica caso 3.

En la figura (3.15) se muestra como la zona de estabilidad se reduce en un alto grado si se compara con los dos casos anteriores, por ende, se puede notar que cambiar porcentualmente los valores de resistencia e inductancia con respecto a sus valores base, implica un cambio proporcional en la zona de estabilidad de la red a partir de las ganancias del controlador seleccionadas. Es decir, un aumento en la relación  $r/x$  conlleva a un aumento en la zona de estabilidad, y consecuentemente, una disminución en la relación conlleva a un decremento en dicha zona. Así entonces, siguiendo la línea de los dos casos anteriores, se escoge un punto como ejemplo, donde para esta situación, se busca comprobar que este en efecto, pertenezca a la zona estable de la red. Por lo tanto, se selecciona para este caso, el punto  $Kp_{pu} = 0,4$  y  $Kq_{pu} = 0,2$ , donde se verifica su inclusión dentro de la región de estabilidad así como se observa en las figuras (3.16) y (3.17).

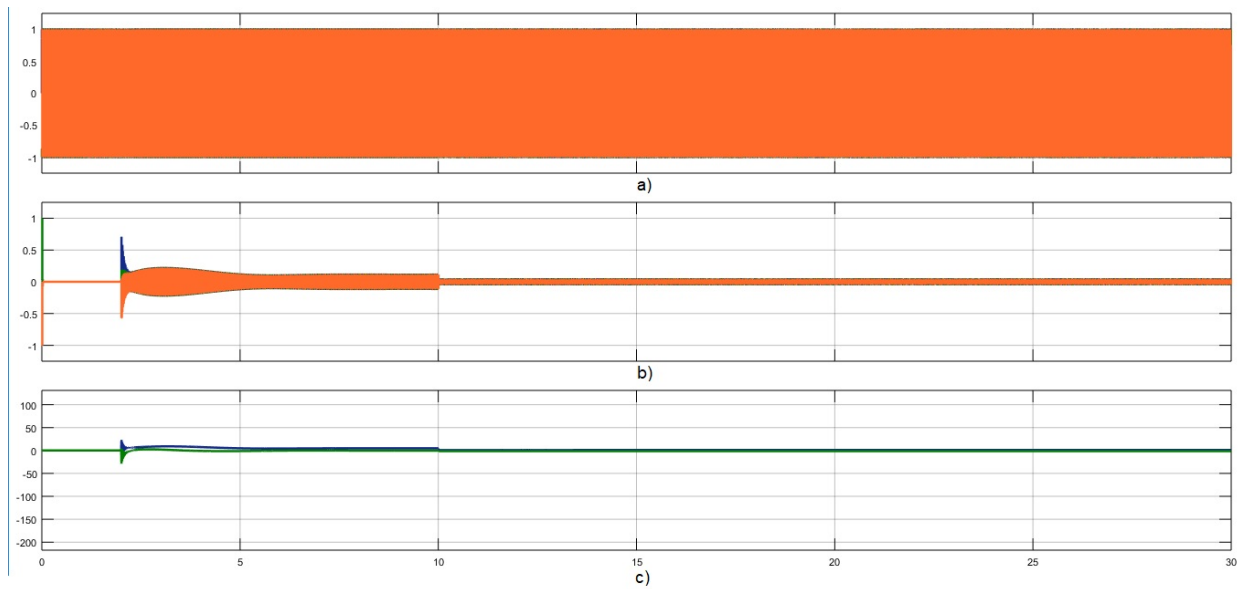


Figura 3.16: Medición sistema estable (carga 2) caso 3. a) Tensión en p.u. de salida de la carga. b) Corriente en kA de salida de la carga. c) Color Azul: Potencia activa en kW de salida de la carga. Color verde: Potencia reactiva en kVAR de salida de la carga.

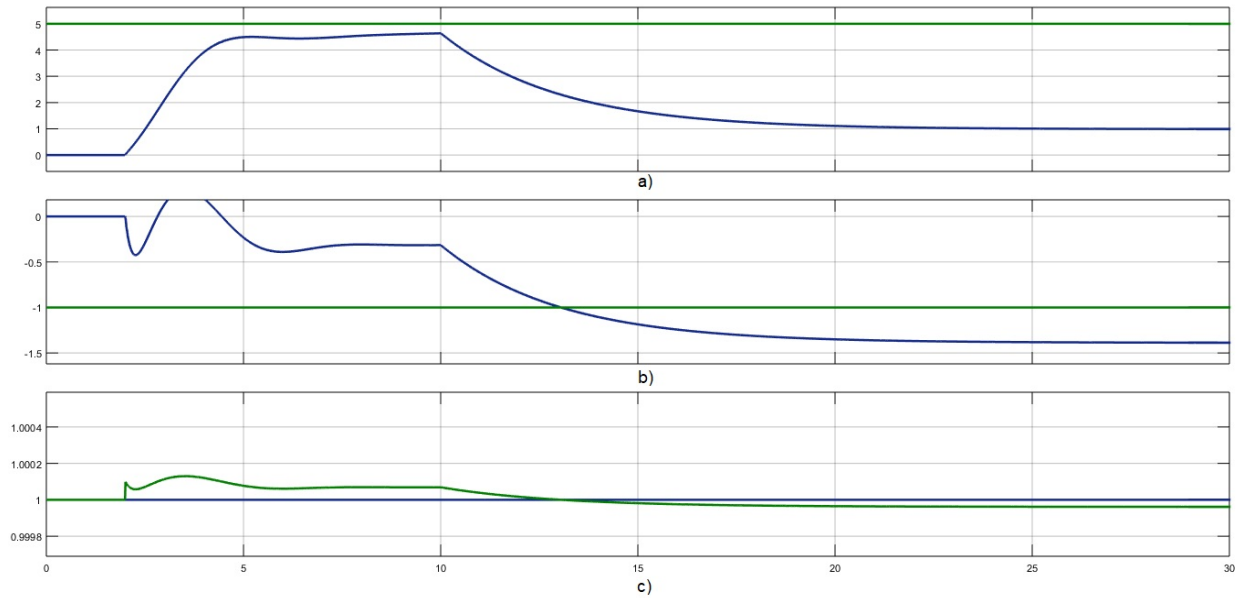


Figura 3.17: Control sistema estable (carga 2) caso 3. a) Color verde: Potencia activa en kW de referencia. Color azul: Potencia activa en kW de salida de la carga. b) Color verde: Potencia reactiva en kVAR de referencia. Color azul: Potencia reactiva en kVAR de salida de la carga. c) Color verde: Frecuencia en p.u de salida de la carga. Color azul: Tensión en p.u de salida de la carga.

A pesar de la reducción significativa de la región de estabilidad (como se mostraba en la gráfica de la figura (3.15)), el comportamiento del sistema de control en relación con las potencias activas y reactivas es semejante al visto en las figuras (3.4) y (3.9) tal como se observa en la figura (3.17). Lo anterior conlleva a la deducción de que, sin importar que valores de ganancias para el controlador sean utilizadas, el sistema de control para cualquiera de los 3 casos anteriores actúa de forma similar para cumplir su tarea de conservar estable la red.

### 3.3.4. Caso 4

En los casos estudiados para el análisis de la relación  $r/x$ , también se han considerado las dos situaciones extremas que se pueden presentar en el sistema. La primera situación, la cual es la desarrollada en esta sección, se enfoca en desprestigiar la inductancia de las líneas y analizar un caso en donde se tiene líneas puramente resistivas del tal modo que, se selecciona el valor base de la resistencia ya descrita en las secciones anteriores. A partir de este valor, se comienza el estudio del cuarto caso en el cual se toma de nuevo como ganancias iniciales

$Kp = 1 \times 10^{-7}$  y  $Kq = 5 \times 10^{-4}$  y se observa su comportamiento para determinar si este punto pertenece a la región estable del sistema. De este modo, se ejecuta la simulación mostrada en la figura (3.1) implementado los cambios especificados y como resultado se obtiene que la red al entrar a operar en modo aislado, no soporta los valores de ganancia impuestos para el sistema de control, así bien, se comprueba que el punto en cuestión no se encuentra dentro de la zona de estabilidad tal como se muestra en las figuras (3.18) y (3.19).

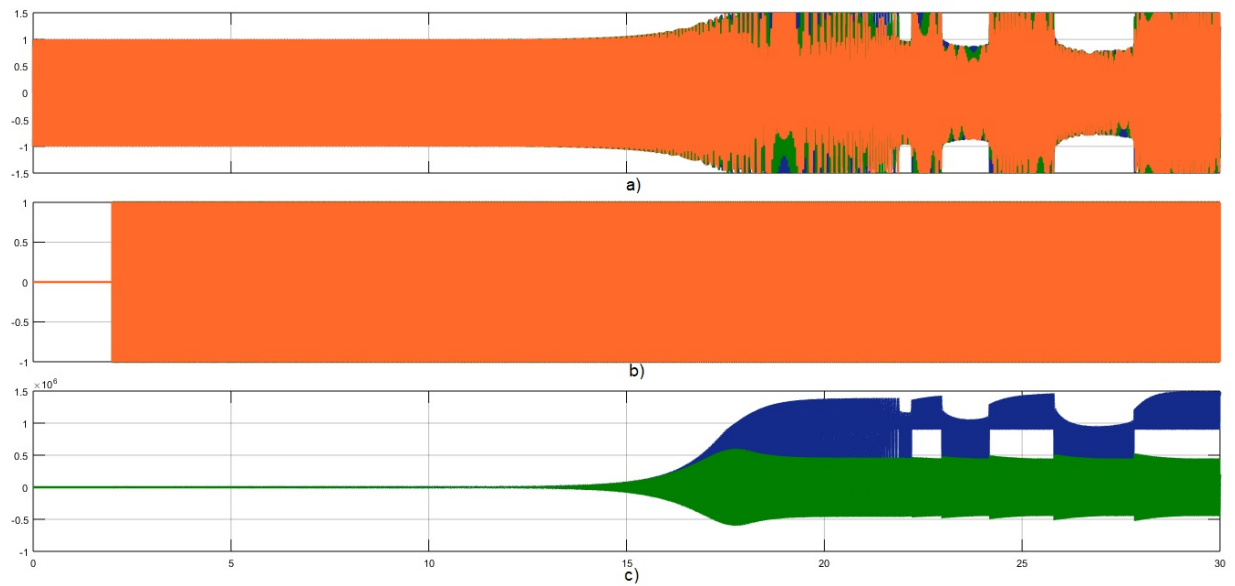


Figura 3.18: Medición sistema inestable (carga 2) caso 4. a) Tensión en p.u de salida de la carga. b) Corriente en kA de salida de la carga. c) Color Azul: Potencia activa en kW de salida de la carga. Color verde: Potencia reactiva en kVAR de salida de la carga.



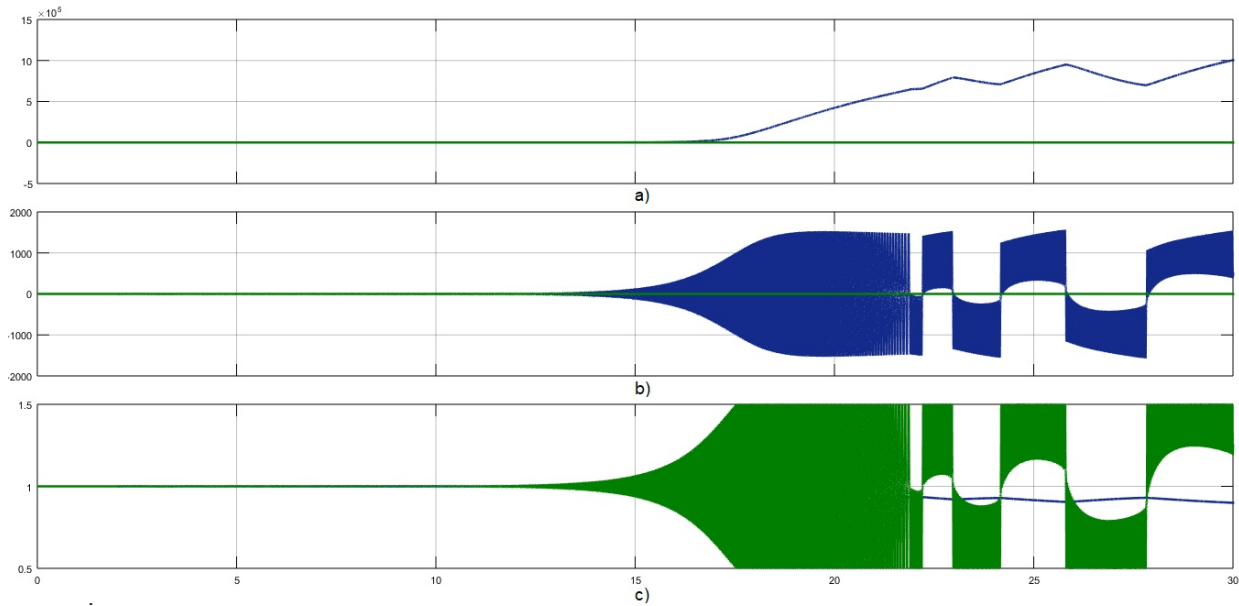


Figura 3.19: Control sistema inestable (carga 2) caso 4. a) Color verde: Potencia activa en kW de referencia. Color azul: Potencia activa en kW de salida de la carga. b) Color verde: Potencia reactiva en kVAR de referencia. Color azul: Potencia reactiva en kVAR de salida de la carga. c) Color verde: Frecuencia en p.u de salida de la carga. Color azul: Tensión en p.u de salida de la carga.

Ahora bien, en la figura (3.18) se observa como la corriente de salida de la carga se limita a un valor de  $1\text{ kA}$  por medio de un saturador tal como se muestra en la figura (3.2). Esto se hace con el objetivo de proteger el sistema de tal forma que no se presenten fallas en los elementos que lo componen a causa de corrientes de grandes magnitudes y a su vez, ayude a ejercer control en las potencias de salida de tal forma que si las ganancias logran controlar el sistema, un gran aumento en las corrientes no sea el causante de un descontrol indeseado en la red.

Por otro lado, debido a que con el punto inicial no se obtuvo el resultado esperado, se generan nuevos valores de ganancias que puedan cumplir satisfactoriamente la aspiración que se tiene por mantener estable la red cuando esta funciona de forma aislada. Dichas ganancias, se encuentran en valores muy inferiores a los evaluados con anterioridad, ya que la red (si se parte del valor base de resistencia seleccionado) al ser puramente resistiva, dificulta el control del sistema ante el déficit de la reactancia estrechamente ligada, en este caso, a la inductancia. Así pues, se presenta en la gráfica de la figura (3.20) los puntos de las ganancias del controlador evaluadas con su respectivo efecto en la red, es decir, si el punto

estimado es estable o inestable. De la misma manera se muestra en la tabla (B.4) los valores que ocupan la zona limítrofe de estabilidad que determinan el punto de inflexión entre las regiones donde es apropiado o inapropiado aplicar el sistema de control.

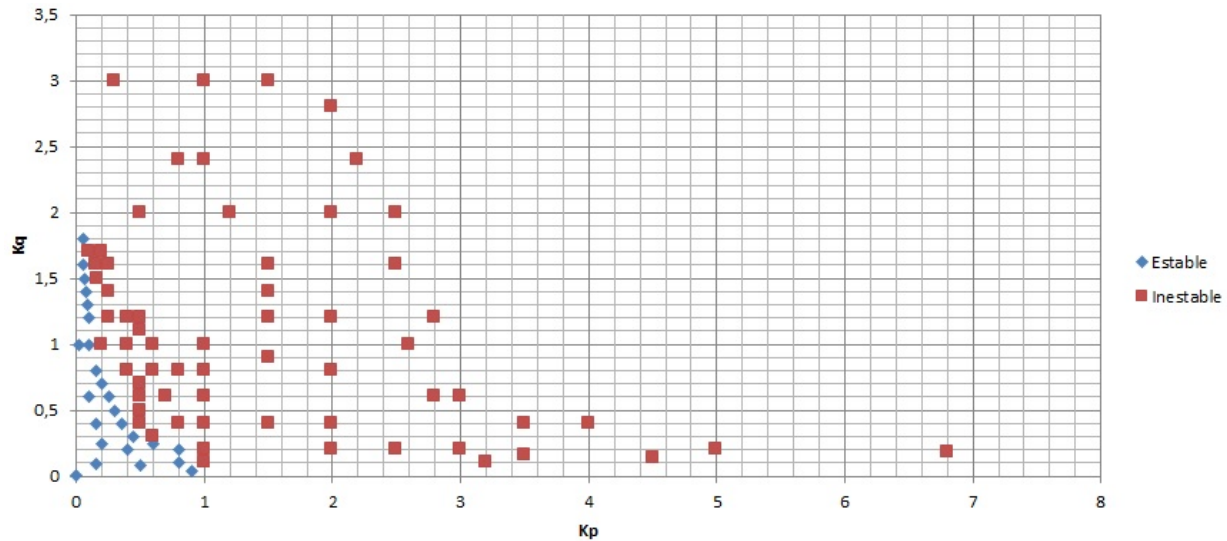


Figura 3.20: Gráfica caso 4.

Al igual a la práctica realizada en las secciones anteriores, se toma un punto (en este caso perteneciente a la zona estable de la red) como ejemplo para comprobar que este funciona de forma correcta para ejercer control al sistema. La ganancias empleadas en esta situación son  $K_{p_{pu}} = 0,2$  y  $K_{q_{pu}} = 0,24$ , las cuales se confirman como puntos de la región estable de la red como se puede observar en las figuras (3.21) y (3.22).

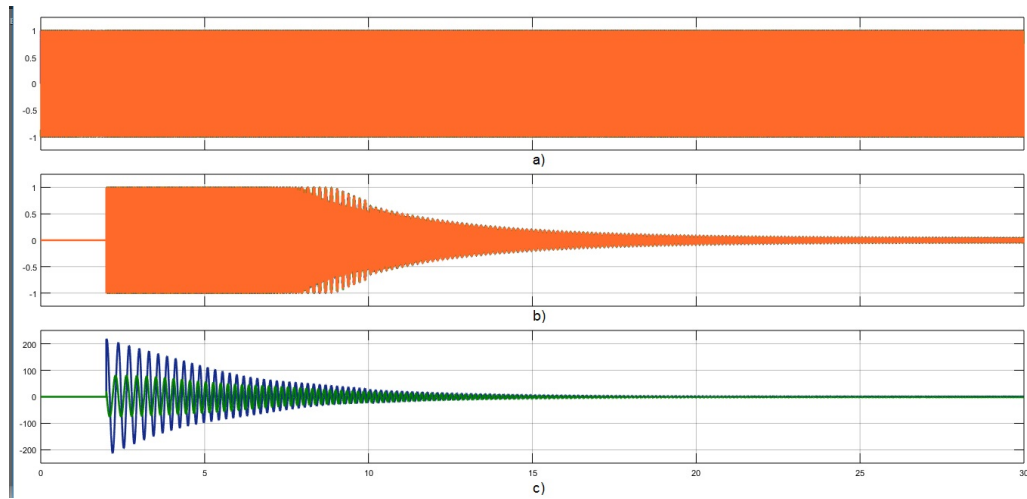


Figura 3.21: Medición sistema estable (carga 2) caso 4. a) Tensión en p.u de salida de la carga. b) Corriente en kA de salida de la carga. c) Color Azul: Potencia activa en kW de salida de la carga. Color verde: Potencia reactiva en kVAR de salida de la carga.

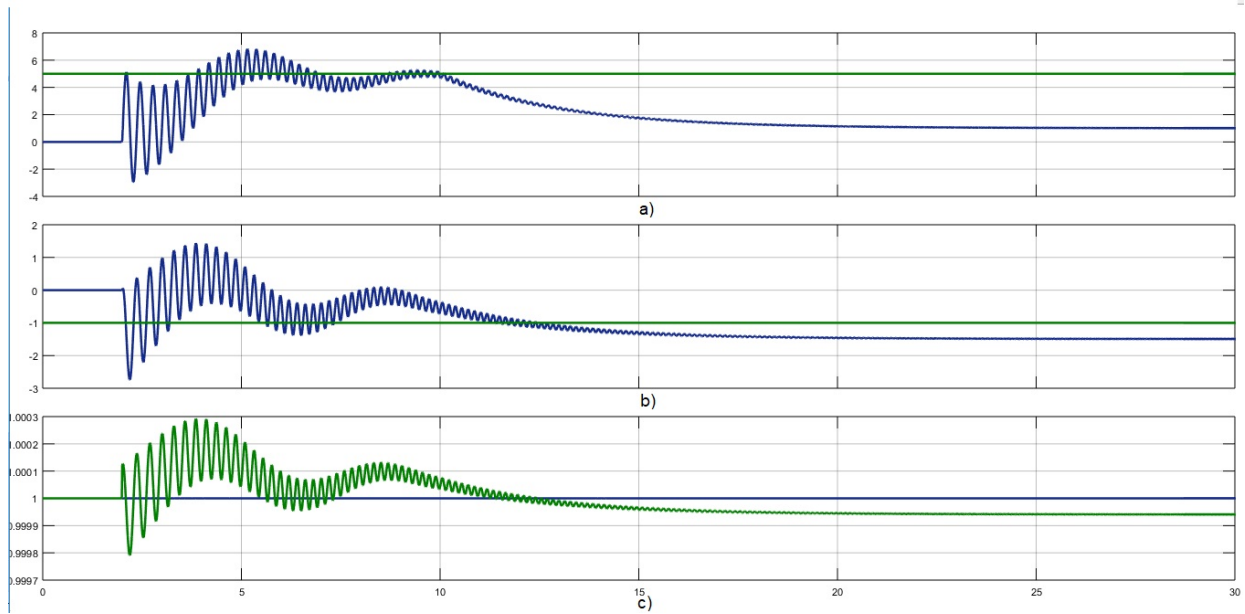


Figura 3.22: Control sistema estable (carga 2) caso 4. a) Color verde: Potencia activa en kW de referencia. Color azul: Potencia activa en kW de salida de la carga. b) Color verde: Potencia reactiva en kVAR de referencia. Color azul: Potencia reactiva en kVAR de salida de la carga. c) Color verde: Frecuencia en p.u de salida de la carga. Color azul: Tensión en p.u de salida de la carga.

Tal como se mencionaba con anterioridad, en la figura (3.21) se presenta la situación donde es necesario limitar la corriente a través de un saturador para colaborar en la tarea de controlar la potencia de salida. Por otro lado, se observa no solo en la figura (3.21), sino también, en la figura (3.22), la forma oscilatoria que adoptan las potencias activas y reactivas para lograr estabilizarse, esto conlleva, a que la respuesta de la red sea un poco mas lenta que en los otros casos y que además, sea muy precisa la selección de los valores de las ganancias  $K_p$  y  $K_q$  para obtener el equilibrio deseado en el sistema.

### 3.3.5. Caso 5

Por último, se analiza el segundo caso extremo que se puede presentar en el sistema al estudiar el efecto de la relación  $r/x$ . Para esta situación, se desprecia la resistencia de la línea y se considera la circunstancia en la cual se tienen líneas puramente inductivas, que al igual que en el caso anterior, se establece como termino de inductancia a evaluar, el valor base descrito en el caso 1. Partiendo de esta premisa, se contempla de nuevo tomar como ganancias iniciales  $Kp = 1 \times 10^{-7}$  y  $Kq = 5 \times 10^{-4}$  para comprobar su inclusión dentro de la región estable de la red. Así pues, se observa en las figuras (3.23) y (3.24) que los valores seleccionados para las ganancias, alteran de forma indeseada a la red, donde se presentan fallas desde un tiempo en el cual la red se asume que aun funciona en modo sincronizado con el sistema. Esto implica seleccionar nuevos puntos de ganancias, de tal forma que se logre estabilizar la red no solo en un modo de operación aislado, sino también un modo de funcionamiento de interconexión normal con el sistema.

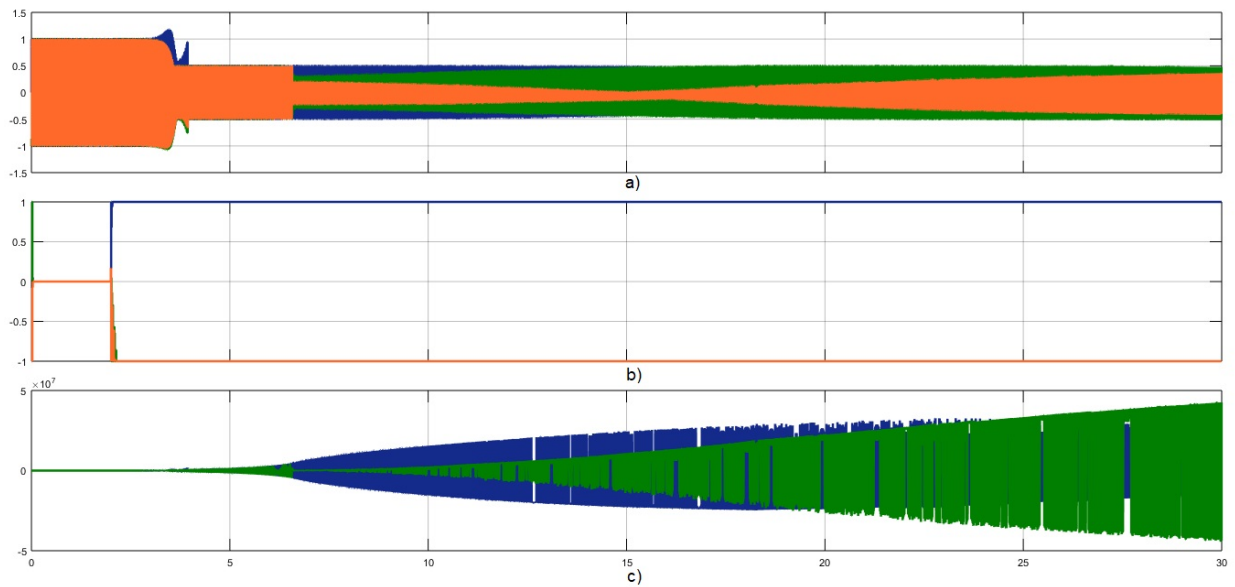


Figura 3.23: Medición sistema inestable (carga 2) caso 5. a) Tensión en p.u de salida de la carga. b) Corriente en kA de salida de la carga. c) Color Azul: Potencia activa en kW de salida de la carga. Color verde: Potencia reactiva en kVAR de salida de la carga.

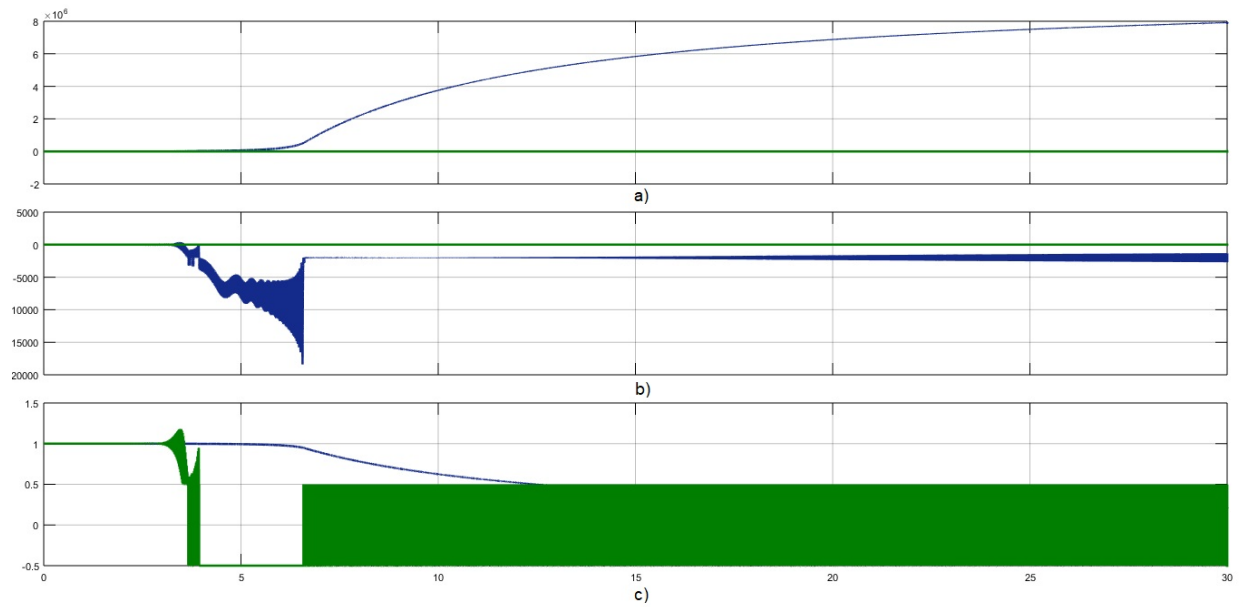


Figura 3.24: Control sistema inestable (carga 2) caso 5. a) Color verde: Potencia activa en kW de referencia. Color azul: Potencia activa en kW de salida de la carga. b) Color verde: Potencia reactiva en kVAR de referencia. Color azul: Potencia reactiva en kVAR de salida de la carga. c) Color verde: Frecuencia en p.u de salida de la carga. Color azul: Tensión en p.u de salida de la carga.

Ahora bien, generar las nuevas ganancias del controlador para determinar cuales de estas ayudan a estabilizar el sistema, para este caso, ha sido una tarea mas complicada ya que se necesitan valores de  $Kp$  y  $Kq$  muy precisos para poder encontrar una zona factible en donde se pueda garantizar un equilibrio en la red. De este modo, se crea una tabla (Tabla (B.5) disponible en la sección *B* de los *Anexos*) de puntos limítrofes de estabilidad que posee valores muy minúsculos a comparación a los tomados para cualquiera de los cuatro casos anteriores, lo que conlleva al supuesto, de que el caso puramente inductivo es el caso mas complejo en cuanto al análisis del *efecto de la relación  $r/x$  en el control primario de micro-redes operadas en modo isla*.

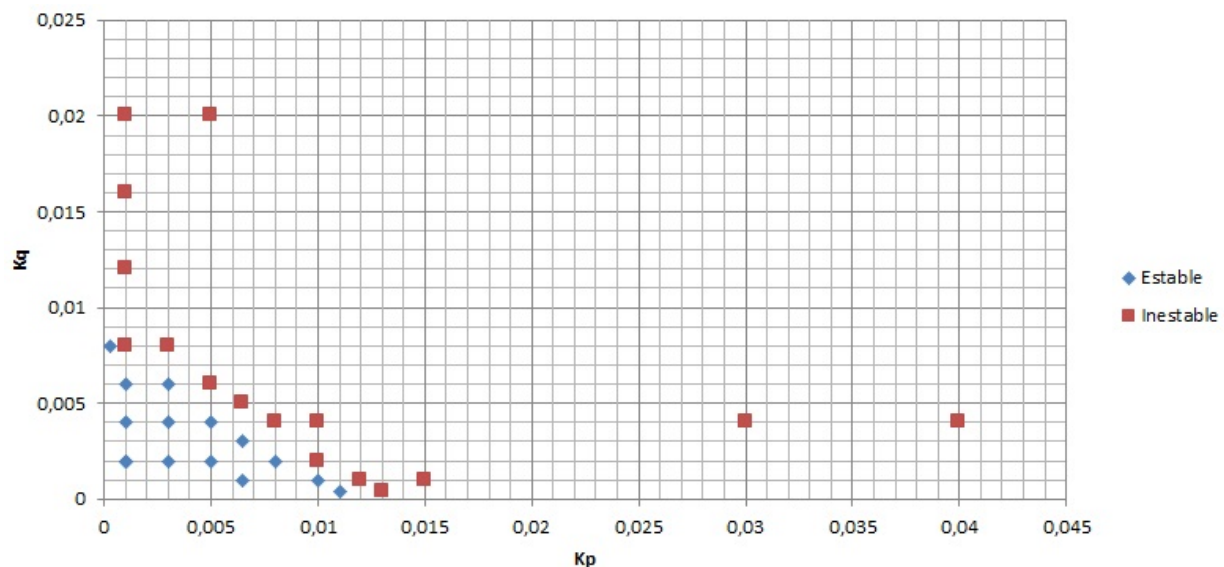


Figura 3.25: Gráfica caso 5.

La gráfica de la figura (3.25) bosqueja las regiones de estabilidad e inestabilidad de la red, en donde se puede notar como las ganancias del controlador que hacen estar en equilibrio al sistema, se encuentran ubicadas en puntos con valores muy pequeños con respecto a los valores de referencia o valores base. De la gráfica anterior, se selecciona el punto que se encuentra dentro de la región de estabilidad  $Kp = 0,003$  y  $Kq = 0,004$  para comprobar su correcto funcionamiento dentro del sistema de control tal como se observa en las figuras (3.26) y (3.27).

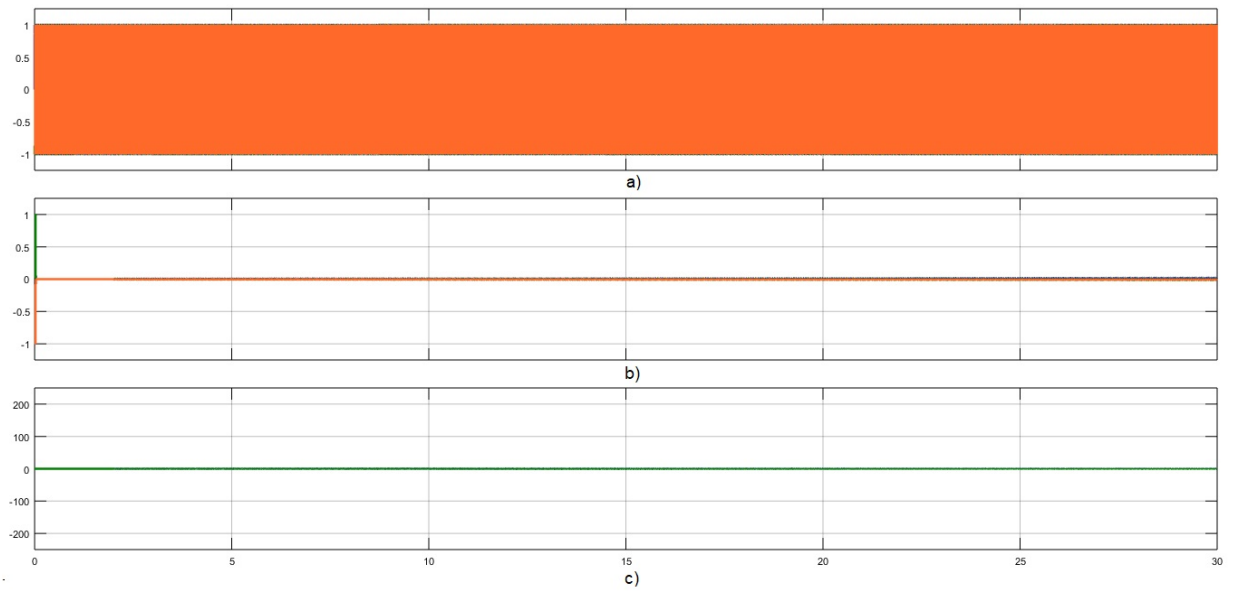


Figura 3.26: Medición sistema estable (carga 2) caso 5. a) Tensión en p.u de salida de la carga. b) Corriente en kA de salida de la carga. c) Color Azul: Potencia activa en kW de salida de la carga. Color verde: Potencia reactiva en kVAR de salida de la carga.



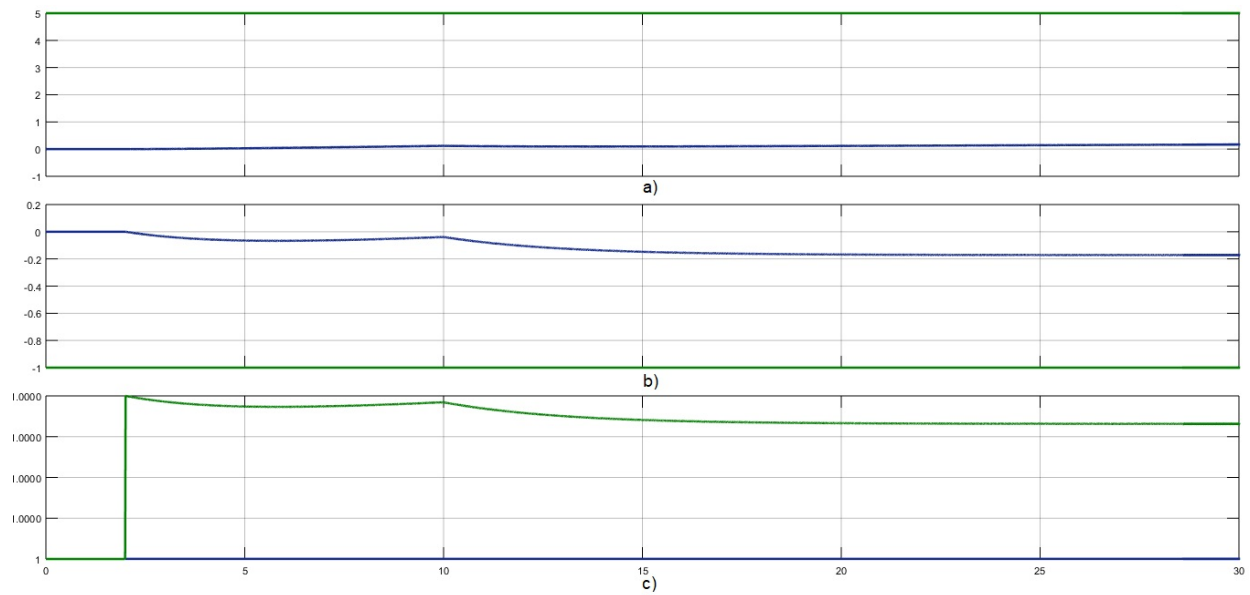


Figura 3.27: Control sistema estable (carga 2) caso 5. a) Color verde: Potencia activa en kW de referencia. Color azul: Potencia activa en kW de salida de la carga. b) Color verde: Potencia reactiva en kVAR de referencia. Color azul: Potencia reactiva en kVAR de salida de la carga. c) Color verde: Frecuencia en p.u de salida de la carga. Color azul: Tensión en p.u de salida de la carga.

En la figura (3.26) es complejo percibir los valores de corriente y potencia de salida debido a que la precisión de las ganancias del controlador ejemplificadas hace que estos dos parámetros sean muy constantes en todo instante de tiempo, lo que conlleva a pensar, como se observa en dicha figura, que estos valores son nulos o casi nulos. Por esto, se muestra en la figura (3.28) un acercamiento a las figuras *b)* y *c)* estructuradas dentro de (3.26).

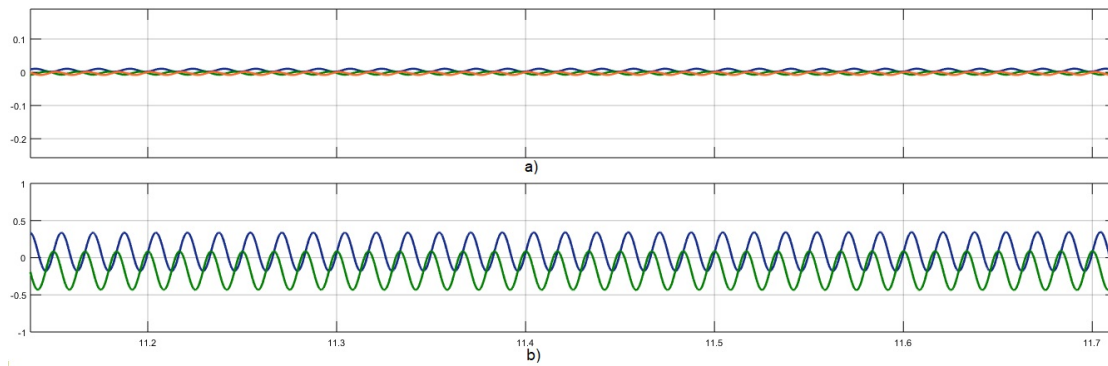


Figura 3.28: Acercamiento de la corriente y las potencias activas y reactivas mostradas en la figura (3.26). a) Corriente en kA de salida de la carga. b) Color Azul: Potencia activa en kW de salida de la carga. Color verde: Potencia reactiva en kVAR de salida de la carga.

Así, se puede notar en la figura (3.28) las magnitudes verdaderas de la corriente y las potencias activas y reactivas de salida, las cuales se analizan para un tiempo de simulación comprendido aproximadamente entre los 11 y 11,7 s, instante en el que la red se encuentra operando en modo aislado.

# Capítulo 4

## Conclusiones

En este trabajo, se estudió el comportamiento que tiene un sistema de generación distribuida cuando opera en modo isla, donde se presentaron cinco casos con diferentes valores de inductancia y resistencia los cuales fueron analizados en el capítulo anterior. A Partir de los resultados obtenidos en el estudio mencionado, se originan las siguientes conclusiones:

- En el aumento en un 50 % de los valores base dados para  $R$  y  $L$ , se pudo identificar en las gráficas, que la zona de estabilidad (definida por las ganancias  $Kp$  y  $Kq$ ) son mucho más amplias que en el caso tres, en donde se disminuyen a la mitad los valores referencia de la resistencia e inductancia.
- En el momento en el cual a las líneas de transmisión se les asigna valores puramente inductivos o puramente resistivos, se puede observar que el comportamiento de la micro-red, para estabilizarse en el tiempo de simulación asignado, toma valores de  $Kp$  y  $Kq$  mucho más pequeños comparados con el comportamiento del caso 1, caso 2 y caso 3. La actuación más significativa, fue para el caso 5 en donde se presenta un sistema totalmente inductivo y los valores de ganancia tomados son mucho más pequeños comparados con los otros casos. Por lo anterior, se llega a la conclusión de que en un sistema con efectos inductivos mayores a los resistivos, al realizarse un control primario sobre una red operando de forma aislada, se deben presentar valores de ganancias muy bajas.

Todas la simulaciones se realizaron con el mismo tiempo de 30 segundos, en donde a los 10 segundos, se simula una falla o contingencia por lo que el sistema imita el funcionamiento en modo isla por 20 segundos. Si se modifican estos valores de tiempo el circuito se comporta de diferente forma, lo que ocasiona que, si se aumenta el tiempo de actuación en modo aislado los límites tomados en las tablas (B.1), (B.2), (B.3), (B.4) y (B.5) aumentarían, y si se reduce el tiempo se disminuye el valor de las ganancias. Esto se da por lo que los tiempos de operación de un sistema con control jerárquico son muy precisos, lo que hace que, el control primario tenga un tiempo muy mínimo de actuación que al sobrepasarse, provocaría el funcionamiento del sistema de control secundario.



# Anexos



## Anexo A

### Algoritmos implementados en *Matlab*

```
1 function [Va,Vb,Vc,scope_P,scope_Q,scope_w,scope_v] = fcn(Pm,Qm,P_ref,Q_ref,t)
2 Vnom = 34500*sqrt(2/3); % voltaje linea a neutro
3 Pnom = 1E6;
4 Kp = 2.5e-7;
5 Kq = 1e-3;
6 w0 = 2*pi*60;
7 %th = -th_pu*w0;
8 wg = (1 - Kp*(Pm-P_ref)/Pnom)*w0;
9 Vg = (1 + Kq*(Qm-Q_ref)/Pnom)*Vnom;
10 if Vg>1.5*Vnom
11     Vg = Vg/abs(Vg)*1.5*Vnom;
12 end
13 if Vg<0.5*Vnom
14     Vg = Vg/abs(Vg)*0.5*Vnom;
15 end
16 th = 0;
17 %% Arranque
18 if t<2
19     th = 0.000;
20     wg = w0;
21     Vg = Vnom;
22 end
23 Va = Vg*sin(wg*t+th);
24 Vb = Vg*sin(wg*t+th-2*pi/3);
25 Vc = Vg*sin(wg*t+th+2*pi/3);
26 scope_P = [Pm,P_ref]/Pnom;
27 scope_Q = [Qm,Q_ref]/Pnom;
28 scope_w = wg/w0;
29 scope_v = Vg/Vnom;
```

Figura A.1: Algoritmo implementado para agregar la inercia virtual al sistema.

```
1 function [Pm,Qm] = fcn(Vabc,Iabc,t)
2 % Recordar que todas las variables son fasoriales
3 Pnom = 1E6;
4 Ialfa = sqrt(2/3)*(Iabc(1)-1/2*Iabc(2)-1/2*Iabc(3));
5 Ibeta = sqrt(2/3)*(-sqrt(3)/2*Iabc(2)+sqrt(3)/2*Iabc(3));
6 Valfa = sqrt(2/3)*(Vabc(1)-1/2*Vabc(2)-1/2*Vabc(3));
7 Vbeta = sqrt(2/3)*(-sqrt(3)/2*Vabc(2)+sqrt(3)/2*Vabc(3));
8 Pm = Valfa*Ialfa+Vbeta*Ibeta;
9 Qm = Ialfa*Vbeta-Ibeta*Valfa;
10 % Al principio solo es ruido, asi que durante el primer segundo sale cero
11 if t<1
12     Pm = 0;
13     Qm = 0;
14 end
```

Figura A.2: Algoritmo implementado para simular el modelo promediado de un convertidor.



# Anexo B

## Tablas de datos

- **Caso 1:**  $R = 0,0284 \Omega$   $L = 0,00138 H$

$Kp_{pu}$	$Kq_{pu}$
0.3	3
1.5	1.2
1.2	2
0.8	2.4
1.5	0.4
2	0.2

Tabla B.1: Puntos limítrofes de estabilidad para el caso 1.

- **Caso 2:**  $R = 0,0426 \Omega$   $L = 0,002075 H$

$Kp_{pu}$	$Kq_{pu}$
2	1.2
1.5	3
2	2
2.8	0.6
2.6	1
3	0.2
1.5	2.4

Tabla B.2: Puntos limítrofes de estabilidad para el caso 2.

- **Caso 3:**  $R = 0,0142 \Omega$   $L = 0,000692 H$

$Kp_{pu}$	$Kq_{pu}$
0.25	1.6
0.25	1.4
0.05	1.8
0.4	1.2
0.6	0.8
0.7	0.6
0.8	0.4
0.8	0.2
0.9	0.04
0.7	0.4

Tabla B.3: Puntos límítrofes de estabilidad para el caso 3.

- **Caso 4:**  $R = 0,0284 \Omega$   $L = 0 H$

$Kp_{pu}$	$Kq_{pu}$
0.05	1.8
0.8	0.2
0.9	0.04
0.15	0.8
0.1	1.2
0.05	1.6
0.1	1
0.2	0.7
0.6	0.24
0.07	1.5
0.08	1.4
0.15	0.4
0.1	0.6
0.2	0.24

Tabla B.4: Puntos límítrofes de estabilidad para el caso 4.

- **Caso 5:**  $R = 0 \quad \Omega \quad L = 0,00138 \quad H$ .

$K p_{pu}$	$K q_{pu}$
0.005	0.004
0.0003	0.008
0.003	0.006
0.008	0.002
0.01	0.001
0.011	0.0004
0.0065	0.003
0.0065	0.001

Tabla B.5: Puntos limítrofes de estabilidad para el caso 5.



# Bibliografía

- [1] *Proyecto Microgrids / VI Programa Marco de la Union Europea*, 2002.
- [2] *Congreso de Colombia, (Ley 1715 de 2014) -Por medio de la cual se regula la integracion de las energias renovables no convencionales al Sistema Energetico Nacional-*, 2014.
- [3] M. M. Adibi. *Power System Restoration Issues*. IEEE, 2000.
- [4] J. Wu B. Awad and N. Jenkins. Control of distributed generation. *Elektrotechnik and Informationstechnik*, (12):409–414, 2008.
- [5] M. Barnes, J. Kondoh, H. Asano, J. Oyarzabal, G. Ventakaramanan, R. Lasseter, N. Hatziaargyriou, and T. Green. Real-world microgrids-an overview. In *Proc. IEEE Int. Conf. System of Systems Engineering*, pages 1–8, April 2007.
- [6] A. Bidram and A. Davoudi. Hierarchical structure of microgrids control system. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(4):1963–1976, December 2012.
- [7] M. C. Chandorkar, D. M. Divan, and R. Adapa. Control of parallel connected inverters in stand-alone AC supply systems. In *Proc. Conf. Record of the 1991 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, pages 1003–1009 vol.1, September 1991.
- [8] S. Conti, A. M. Greco, N. Messina, and U. Vagliasindi. Generators control systems in intentionally islanded MV microgrids. In *Proc. Automation and Motion 2008 Int. Symp. Power Electronics, Electrical Drives*, pages 399–405, June 2008.
- [9] P. M. Costa, M. A. Matos, and J. A. P. Lopes. Regulation for microgeneration and microgrids. 36:3893–3904, 2008.
- [10] S. D’Arco and J. A. Suul. Virtual synchronous machines-classification of implementations and analysis of equivalence to droop controllers for microgrids. In *Proc. IEEE Grenoble Conf*, pages 1–7, June 2013.
- [11] S. D’Arco and J. A. Suul. Equivalence of virtual synchronous machines and frequency-droops for converter-based microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(1):394–395, January 2014.
- [12] F.J.Ramirez Ducoy. Implantacion de energias renovables en un planta de produccion de amoniaco, 2012.

- [13] Barba Naranajo D. F. and Ron Sanchez A. D. Construcción e implementación del sistema de control vectorial de orientación de campo directo (dfoc) para un motor trifásico de inducción, 2012.
- [14] J. M. Guerrero, L. G. de Vicuña, J. Matas, M. Castilla, and J. Miret. A wireless controller to enhance dynamic performance of parallel inverters in distributed generation systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 19(5):1205–1213, September 2004.
- [15] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, and R. Teodorescu. Hierarchical control of droop-controlled DC and AC microgrids - a general approach towards standardization. In *Proc. 35th Annual Conf. of IEEE Industrial Electronics*, pages 4305–4310, November 2009.
- [16] Andre Guimaraes Madureira Joao Abel Pecas Lopes and Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira. A view of microgrids. *WIREs Energy Environ*, 2(1):86–103, February 2013.
- [17] F. Katiraei and M. R. Iravani. Power management strategies for a microgrid with multiple distributed generation units. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(4):1821–1831, November 2006.
- [18] E. W. Kimbark. *Power System Stability, Volume III Synchronous Machines*, chapter XIV. 1956.
- [19] C. Li, R. Burgos, I. Cvetkovic, D. Boroyevich, L. Mili, and P. Rodriguez. Analysis and design of virtual synchronous machine based statcom controller. In *Proc. IEEE 15th Workshop Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*, pages 1–6, June 2014.
- [20] N. W. A. Lidula and A. D. Rajapakse. Microgrids research: a review of experimental microgrids and test systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, (15):3070–3077, 2011.
- [21] J. A. P. Lopes, C. L. Moreira, and A. G. Madureira. Defining control strategies for microgrids islanded operation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(2):916–924, May 2006.
- [22] Mutale J Djapic P Jenk-ins N Lopes JAP, Hatziargyriou N. Integrating distributed generation into electric power systems: a review of drivers, challenges and opportunities. *Electr Power Syst Res*, (77):186–202, 2007.
- [23] S. Mekhilef M. Dreidy, H. Mokhlis. Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews. Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, University of Malaya, 50603 Kuala Lumpur, Malaysia*, pages 144–155, 2017.
- [24] J. Machowski, J. W. Bialek, and J. R. Bumby. *Power System Dynamics and Stability*, chapter 5. 1997.

- [25] B. Marinescu and H. Bourles. Robust predictive control for the flexible coordinated secondary voltage control of large-scale power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(4):1262–1268, November 1999.
- [26] A. Mehrizi-Sani and R. Iravani. Potential-function based control of a microgrid in islanded and grid-connected modes. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(4):1883–1891, November 2010.
- [27] C. L. Trujillo y J. G. Guarnizo N. D. Aldana. Regulacion del flujo de potencia activa y reactiva. In *Laboratorio de Investigacion en Fuentes Alternativas de Energia*, number 66, pages 118–130, March 2013.
- [28] United States Department of Energy. *The Smart Grid: An Introduction*. Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, Washington, DC, 2008.
- [29] Tielens P. and Hertem D.V. The relevance of inertia in power systems. In *Renew. Sustain. Energy Rev.*, number 55, pages 999–1009, 2016.
- [30] N. Pogaku, M. Prodanovic, and T. C. Green. Modeling, analysis and testing of autonomous operation of an inverter-based microgrid. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 22(2):613–625, March 2007.
- [31] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodriguez. Control of power converters in AC microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 27(11):4734–4749, November 2012.
- [32] U. Tamrakar, B. P. Bhattarai T. M. Hansen D. Shrestha, M. Maharjan, and R. Tonkoski. Review- virtual inertia: Current trends and future directions. In *Applied Sciences. MDPI*, pages 1–29, June 2017.
- [33] M. Torres and L. A. C. Lopes. Virtual synchronous generator control in autonomous wind-diesel power systems. In *Proc. IEEE Electrical Power Energy Conf. (EPEC)*, pages 1–6, October 2009.
- [34] Cardona V. and Cardona C. C. Control de un convertidor dc-ac para la integracion de generacion distribuida a la red electrica en condicion de desbalance, 2016.
- [35] K. Visscher and S. W. H. De Haan. Virtual synchronous machines for frequency stabilisation in future grids with a significant share of decentralized generation. In *Proc. CIRED Seminar 2008: SmartGrids for Distribution*, pages 1–4, June 2008.
- [36] Bo Zhao, Xuesong Zhang, and Jian Chen. Integrated microgrid laboratory system. In *Proc. IEEE Power Energy Society General Meeting*, page 1, July 2013.